



ITS

Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - EE 184801

**Studi Aliran Daya Optimum Pada Sistem
Kelistrikan 500 kV AC Dan 500 kV DC di
Kalimantan Dengan Metode Linear Programming
Pada Tahun 2050**

Ivan Prabowo
0711144000023

Dosen Pembimbing
Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST., MT.
Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, MT.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2019



ITS

Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - EE 184801

**Studi Aliran Daya Optimum Pada Sistem
Kelistrikan 500 kV AC Dan 500 kV DC di
Kalimantan Dengan Metode Linear Programming
Pada Tahun 2050**

Ivan Prabowo

07111440000023

Dosen Pembimbing

Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST., MT.

Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, MT.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO

Fakultas Teknologi Elektro

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya 2019



FINAL PROJECT - EE 184801

Optimal Power Flow Study On 500 kV AC And 500 kV DC at Kalimantan With Linear Programming Methods In 2050

Ivan Prabowo
07111440000023

Supervisors
Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST., MT.
Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, MT.

DEPARTMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING
Faculty of Electrical Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2019

**STUDI ALIRAN DAYA OPTIMUM PADA SISTEM
KELISTRIKAN 500 KV AC DAN 500 KV DC DI
KALIMANTAN DENGAN METODE LINEAR
PROGRAMMING PADA TAHUN 2050**

TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada
Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Departemen Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

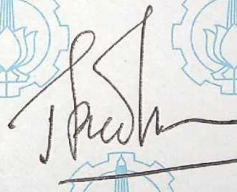
Menyetujui :

Dosen Pembimbing 1



Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST., MT.
NIP. 198811082012121001

Dosen Pembimbing 2



Dr. Ir. Ni Ketut Arvani, MT.
NIP. 196509011991032002



Halaman ini sengaja dikosongkan

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi keseluruhan Tugas akhir saya dengan judul **“STUDI ALIRAN DAYA OPTIMUM PADA SISTEM KELISTRIKAN 500 KV AC DAN 500 KV DC DI KALIMANTAN DENGAN METODE LINEAR PROGRAMMING PADA TAHUN 2050”** adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 17 Desember 2018



Ivan Prabowo
07111440000023

Halaman ini sengaja dikosongkan

STUDI ALIRAN DAYA OPTIMUM PADA SISTEM KELISTRIKAN 500 KV AC DAN 500 KV DC DI KALIMANTAN DENGAN METODE LINEAR PROGRAMMING PADA TAHUN 2050

Nama mahasiswa : Ivan Prabowo
Dosen Pembimbing I : Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST., MT.
Dosen Pembimbing II : Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, MT.

Abstrak:

Penduduk Indonesia khususnya pulau Kalimantan setiap tahun mengalami peningkatan yang cukup pesat. Dengan semakin tingginya angka pertumbuhan penduduk yang ada di pulau Kalimantan maka kebutuhan akan daya listrik juga akan meningkat. Kalimantan merupakan salah satu pulau terbesar yang ada di Indonesia dengan pertumbuhan beban listrik yang terus meningkat. Sistem kelistrikan kalimantan rencananya akan dibangun interkoneksi saluran backbone 500 kV yang akan menghubungkan 5 provinsi. Pada tahun 2050 direncanakan pertumbuhan beban listrik mencapai 15.803,59 MW dengan total daya terbangkitkan sebesar 16.125,13 MW. Pada penelitian dilakukan analisis aliran daya optimum untuk menentukan kapasitas pembangkitan setiap unit untuk mendapatkan biaya pembangkitan yang paling murah pada sistem kelistrikan Kalimantan. Metode yang digunakan dalam menyelesaikan permasalahan analisis aliran daya optimal adalah *Linear Programming* yang kemudian akan disimulasikan menggunakan program *DIgSILENT PowerFactory*. Setelah dilakukan analisis pada sistem kelistrikan Kalimantan besar biaya pembangkitan adalah 15.593.868.679 Rp/jam. Kemudian setelah dilakukan optimasi biaya pembangkitan berkurang menjadi 15.145.705.777 Rp/jam, atau menjadi lebih murah sekitar 2,87% Rp/jam.

Kata kunci : (*Optimal Power Flow, Linear Programming, Biaya Pembangkitan, Transmisi Kalimantan*)

Halaman ini sengaja dikosongkan

OPTIMAL POWER FLOW STUDY ON 500 KV AC AND 500 KV DC AT KALIMANTAN WITH LINEAR PROGRAMMING METHODS IN 2050

Name : Ivan Prabowo
Supervisor I : Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST., MT.
Supervisor II : Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, MT.

Abstract:

The population of Indonesia, especially in Kalimantan, has increased rapidly every year. With the increasing number of population growth on the Kalimantan, the need for electricity will also increase. Kalimantan is one of the largest islands in Indonesia with a growing electricity load. The Kalimantan electricity system is planned to be built with an interconnection of the 500 kV backbone transmission that will connect 5 provinces. In 2050, it is planned that the growth of electricity loads will reach 15.803,59 MW with a total power generated of 16.125,13 MW. In the research the optimal power flow analysis was carried out to determine the generation capacity of each unit to obtain the cheapest generation costs in the Kalimantan electricity system. The method used in solving the problem of optimal power flow analysis is Linear Programming which will then be simulated using the DIgSILENT PowerFactory program. After an analysis of the Kalimantan electricity system, the generation costs are 15.593.868.679 Rp/h. Then after optimization the generation costs reduced to 15.145.705.777 Rp/h, or cheaper by around 2,87% Rp/h.

Key Word: *(Optimal Power Flow, Linear Programming, Generation Cost, Kalimantan's Transmission)*

Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Puji Syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT atas segala Rahmat, Karunia, dan Petunjuk yang telah dilimpahkan-Nya sehingga penulis mampu menyelesaikan tugas akhir dengan judul **“STUDI ALIRAN DAYA OPTIMUM PADA SISTEM KELISTRIKAN 500 KV AC DAN 500 KV DC DI KALIMANTAN DENGAN METODE LINEAR PROGRAMMING PADA TAHUN 2050”**.

Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu persyaratan untuk menyelesaikan jenjang pendidikan S1 pada Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga, Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Atas selesainya penyusunan tugas akhir ini, penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Allah SWT atas limpahan rahmat, karunia dan petunjuk-Nya.
2. Ibu dan Bapak penulis yang senantiasa mendukung serta memberi semangat kepada penulis. Serta doa dan cinta yang tak henti pada penulis dalam keadaan apapun. Semoga Allah SWT senantiasa melindungi dan memberi mereka tempat terbaik kelak di surgaNya.
3. Bapak Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST., MT. dan Ibu Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, MT. selaku dosen pembimbing yang telah memberikan arahan, bimbingan dan perhatiannya selama proses penyelesaian tugas akhir ini.
4. Bapak Dr. Tri Arief Sardjono, ST, MT selaku dekan Fakultas Teknologi Elektro ITS.
5. Bapak Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST, M.Eng selaku Kepala Departemen Teknik Elektro ITS.
6. Bapak Dedet Candra Riawan, ST., M.Eng., Ph.D selaku Kepala Program Studi Sarjana Teknik Elektro ITS
7. Seluruh dosen dan karyawan Departemen Teknik Elektro ITS yang telah memberikan banyak ilmu dan menciptakan suasana belajar yang luar biasa.
8. Teman-teman seperjuangan yang selalu memberi masukan kepada penulis.
9. Anisa Kusuma yang selalu memberi semangat kepada penulis.
10. Teman-teman seperjuangan e54 yang telah menemani dan memberikan dukungan selama masa kuliah sampai penyusunan tugas akhir ini.

Penulis telah berusaha maksimal dalam penyusunan tugas akhir ini. Namun tetap besar harapan penulis untuk menerima saran dan kritik untuk perbaikan dan pengembangan tugas akhir ini. Semoga tugas akhir ini dapat memberikat manfaat yang luas.

Surabaya, Desember 2019

Penulis

DAFTAR ISI

PERNYATAAN KEASLIAN	iii
ABSTRAK	v
ABSTRACT	vii
KATA PENGANTAR	ix
DAFTAR ISI	xi
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL	xv
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah	2
1.3 Tujuan	2
1.4 Batasan Masalah	2
1.5 Metodologi	3
1.6 Sistematika Penulisan	4
1.7 Relevansi	4
BAB 2 KAJIAN PUSTAKA	5
2.1 Saluran Transmisi	5
2.2 Analisis Aliran Daya	6
2.2.1 Analisis Aliran Daya metode Newton-Raphson	8
2.3 Analisis Aliran Daya Optimal	14
2.4.1 Fungsi Objektif	15
2.4.2 Batasan Kesamaan (<i>Equality Constrain</i>)	15
2.4.3 Batasan Ketidaksamaan (<i>Inequality Constrain</i>)	16
2.4 Metode Matematis	17
2.4.1 <i>Linear Programming</i>	18
BAB 3 PERENCANAAN SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN	21
3.1 Sistem Kelistrikan Kalimantan dengan <i>Backbone</i> 500 kV AC	21
3.1.1 Data Sistem Kelistrikan Kalimantan 500 kV AC	22
3.1.2 Data Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat	23
3.1.3 Data Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah	25
3.1.4 Data Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara	28
3.2 <i>Flowchart</i> Aliran Daya	31
3.3 <i>Flowchart</i> Aliran Daya Optimal	33
BAB 4 HASIL DAN ANALISIS	35
4.1 Permodelan Sistem Kelistrikan Kalimantan	35
4.2 Hasil Analisis Aliran Daya	35

4.2.1.	Kalimantan Barat	35
4.2.2.	Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah	36
4.2.3.	Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara	38
4.2.4.	Backbone 500 kV	40
4.3.	Hasil Analisis Aliran Daya Optimum	40
BAB 5 KESIMPULAN		47
5.1	Kesimpulan	47
5.2	Saran	47
DAFTAR PUSTAKA		49
BIOGRAFI PENULIS		50
LAMPIRAN		53

DAFTAR GAMBAR

Gambar 3.1 Backbone Sistem Kelistrikan Kalimantan 500 kV AC	21
Gambar 3.2 <i>Flowchart</i> Aliran Daya	32
Gambar 3.3 <i>Flowchart</i> Aliran Daya Optimal	33

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1	Data Kabel Sistem Kelistrikan Kalimantan 500 kV AC.....	22
Tabel 3.2	Data Trafo Sistem Kelistrikan Kalimantan 500 kV AC.	22
Tabel 3.3	Data Beban Kelistrikan Kalimantan Barat.	23
Tabel 3.4	Data Pembangkitan terpasang di Kalimantan Barat.	24
Tabel 3.5	Penambahan Pembangkitan Tetap di Kalimantan Barat.....	25
Tabel 3.6	Penambahan Pembangkitan Variable Kalimantan Barat.	25
Tabel 3.7	Beban Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah .	25
Tabel 3.8	Pembangkitan Terpasang Kalimantan Selatan dan Tengah..	27
Tabel 3.9	Pembangkit Tetap Kalimantan Selatan dan Tengah	28
Tabel 3.10	Pembangkit Variable Kalimantan Selatan dan Tengah	28
Tabel 3.11	Beban Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara	29
Tabel 3.12	Pembangkitan Terpasang Kalimantan Timur dan Utara.....	30
Tabel 3.13	Pembangkit Tetap Kalimantan Timur dan Utara.....	31
Tabel 3.14	Pembangkit Variable Kalimantan Timur dan Utara	31
Tabel 4.15	Tegangan Bus Kalimantan Barat.....	35
Tabel 4.16	Tegangan Bus Kalimantan Selatan Kalimantan Tengah. ...	37
Tabel 4.17	Tegangan Bus Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara. .	38
Tabel 4.18	Tegangan Backbone 500 kV	40
Tabel 4.19	Perbandingan Biaya Pembangkitan dan Daya Aktif.....	41

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Energi listrik mempunyai peran yang cukup penting dalam menjalankan berbagai aktivitas masyarakat. Oleh karena itu, penyaluran daya listrik yang berkualitas dan kontinyu sangat diperlukan untuk memenuhi kebutuhan masyarakat. Infrastruktur penunjang energi listrik juga terus dikembangkan hingga saat ini. Perkiraan kebutuhan tenaga listrik dihitung berdasarkan intensitas dan besarnya penggunaan energi listrik. Aktivitas penggunaan energi listrik tersebut berkaitan dengan banyaknya jumlah penduduk dan tingkat perekonomiannya.

Penduduk Indonesia khususnya pulau Kalimantan setiap tahun mengalami peningkatan yang cukup pesat. Dengan semakin tingginya angka pertumbuhan penduduk yang ada di pulau Kalimantan maka kebutuhan akan daya listrik juga akan meningkat. Hal ini membuat pemerintah dan pemangku kebijakan yang lain membuat RUPTL (Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik) 2017 [1]. RUPTL 2017 ini memproyeksikan kebutuhan listrik Indonesia hingga tahun 2026.

Dengan besarnya sistem kelistrikan yang akan dibuat di Kalimantan tentunya akan membutuhkan dana yang cukup besar. Penentuan suatu biaya dalam pembangkitan sistem tenaga listrik dapat ditentukan semurah mungkin dengan menggunakan *Optimal Power Flow*. Yang dimaksud dengan *Optimal Power Flow* adalah menghitung jumlah biaya dari suatu sistem pembangkitan dengan memperhatikan beberapa faktor seperti rugi-rugi, aliran daya dan bentuk pada suatu jaringan. Dalam perhitungan ini tentunya harus dapat memenuhi dua tujuan sekaligus (*multi objective function*) antara lain mendapatkan biaya pembangkitan yang murah dengan tetap mempertimbangkan pembangkitan daya output yang maksimal.

Metode dalam menyelesaikan *Optimal Power Flow* cukup banyak. Dalam penyelesaiannya terdapat 2 metode umum antara lain metode konvensional atau analitis dan modern. Dalam setiap metode penyelesaian terdapat beberapa keuntungan dan kekurangan masing-masing. Penyelesaian *Optimal Power Flow* metode yang paling sering

digunakan adalah *Linear Programming*. Metode ini termasuk dalam metode matematis. Kelebihan metode *Linear Programming* adalah dapat diterapkan pada berbagai keadaan dan termasuk dalam metode yang paling cepat untuk menyelesaikan permasalahan *Optimal Power Flow* [2]. Hal tersebut dapat dilakukan karena fungsi utama dari metode matematis ini adalah dapat memilih hasil yang paling optimal.

1.2 Perumusan Masalah

Perumusan masalah yang akan dibahas pada Tugas Akhir ini dapat diuraikan sebagai berikut :

1. Melakukan permodelan sistem kelistrikan Kalimantan dengan interkoneksi backbone 500 kV AC dengan 500 kV DC.
2. Melakukan analisis aliran daya optimum dengan menggunakan metode *Linear Programming*.
3. Menentukan kapasitas pembangkitan setiap unit untuk mendapatkan biaya pembangkitan seminimal mungkin.

1.3 Tujuan

Hasil akhir dari penelitian tugas akhir ini bertujuan untuk :

1. Untuk dapat mengetahui kualitas aliran daya dari sistem kelistrikan Kalimantan dengan interkoneksi backbone 500 kV AC ditambah dengan 500 kV DC.
2. Untuk dapat mengetahui besar biaya pembangkitan dari sistem.
3. Untuk dapat mengoptimalkan daya yang dibangkitkan dengan mempertimbangkan biaya pembangkitan yang paling murah.

1.4 Batasan Masalah

Agar pembahasan tugas akhir ini tidak menyimpang dari ketentuan, maka penulis memberikan Batasan dan asumsi sebagai berikut :

1. Penelitian dilakukan pada sistem kelistrikan Kalimantan dengan interkoneksi backbone 500 kV AC ditambah dengan 500 kV DC.
2. Sistem kelistrikan yang digunakan adalah pada tugas akhir ini adalah pada saat kondisi beban puncak pada tahun 2050.
3. Metode yang digunakan dalam menyelesaikan *Optimal Power Flow* adalah *Linear Programming*.

4. *Cost function* yang digunakan hanya perhitungan dari biaya bahan bakar.
5. Program yang digunakan untuk melakukan simulasi tugas akhir ini adalah *DIGSILENT PowerFactory 15.1.7*.

1.5 Metodologi

Tahapan dalam melaksanakan penelitian tugas akhir dapat diuraikan sebagai berikut :

1. Studi Literatur

Studi literatur yang dilakukan yaitu mempelajari tentang *Optimal Power Flow* dan metode penyelesaiannya yaitu *Linear Programming*. Mempelajari tentang bagaimana cara melakukan simulasi pada software *DIGSILENT PowerFactory 15.1.7*.

2. Pengumpulan Data

Data yang dibutuhkan dalam penelitian tugas akhir ini yaitu :

- Jenis dan tipe Bus
- Karakteristik tiap pembangkit
- Data trafo
- Jenis-jenis kabel transmisi
- Data beban puncak
- Biaya pembangkitan.

3. Permodelan Sistem

Pada tahap ini permodelan dilakukan ke dalam bentuk *single line diagram* berdasarkan data yang diperoleh sebelumnya dan dimodelkan menggunakan program *DIGSILENT PowerFactory 15.1.7*.

4. Simulasi dan Analisis

Hasil simulasi aliran daya akan digunakan sebagai acuan dalam melakukan analisis aliran daya optimal untuk menentukan biaya minimum dalam pembangkitan sistem.

5. Kesimpulan

Penarikan kesimpulan dilakukan berdasarkan hasil dari analisis yang telah dilakukan.

1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika dalam tugas akhir ini terdiri dari lima bab dengan uraian sebagai berikut :

- | | |
|-------|---|
| BAB 1 | - Pendahuluan
Bab ini akan menjelaskan tentang latar belakang, permasalahan, batasan masalah, tujuan, metode penelitian, sistematika pembahasan, dan relevansi. |
| BAB 2 | - Kajian Pustaka
Bab ini akan menjelaskan tentang dasar teori yang akan digunakan untuk mengerjakan tugas akhir ini. |
| BAB 3 | - Perancangan Sistem Kelistrikan Kalimantan
Bab ini akan menjelaskan tentang sistem kelistrikan Kalimantan beserta data-data yang akan digunakan sebagai penunjang pengerjaan tugas akhir. |
| BAB 4 | - Simulasi dan Analisis
Bab ini akan membahas tentang hasil dari simulasi aliran daya dan <i>Optimal Power Flow</i> untuk menentukan optimasi biaya paling murah dalam pembangkitan sistem |
| BAB 5 | - Penutup
Bab ini berisi tentang kesimpulan dari tugas akhir dan saran berdasarkan hasil yang telah didapatkan dari simulasi tugas akhir ini. |

1.7 Relevansi

Hasil dari tugas akhir ini diharapkan dapat memberikan manfaat, antara lain :

1. Menjadi bahan pertimbangan dalam menentukan daya optimal setiap pembangkit untuk mendapatkan biaya pembangkitan yang murah.
2. Menjadi referensi bagi mahasiswa dalam mengerjakan tentang topik *Optimal Power Flow*.

BAB 2

KAJIAN PUSTAKA

2.1 Saluran Transmisi

Sistem kelistrikan yang menghubungkan antara pusat pembangkit dan pusat beban pada umumnya terpisah sejauh ratusan hingga ribuan kilometer. Oleh karena itu untuk menghubungkannya menggunakan kawat-kawat saluran transmisi. Saluran transmisi membawa tenaga listrik dari pusat-pusat pembangkit menuju pusat-pusat beban yang ada di Indonesia. Di Indonesia sendiri biasanya menggunakan transmisi tegangan tinggi 150 kV, transmisi tegangan ekstra tinggi 500 kV, dan subtransmisi tegangan 70 kV [3].

Saluran transmisi dilihat dari jarak atau panjangnya dapat dibedakan menjadi tiga [4], yaitu :

1. Saluran transmisi pendek (*short line*), yaitu saluran yang panjangnya kurang dari 80 km.
2. Saluran transmisi menengah (*medium line*), yaitu saluran yang panjangnya antara 80 – 240 km.
3. Saluran transmisi panjang (*long line*), yaitu saluran yang panjangnya lebih dari 240 km.

Untuk kategori saluran transmisi dibagi menjadi dua saluran yaitu saluran udara (*overhead line*) dan saluran bawah tanah (*underground*). Saluran udara menyalurkan tenaga listrik melalui kawat – kawat yang digantung pada tiang – tiang transmisi dengan perantara isolator – isolator, sedangkan saluran bawah tanah menyalurkan listrik melalui kabel – kabel bawah tanah. Kedua saluran ini mempunyai keuntungan dan kerugian tersendiri. Untuk saluran bawah tanah keuntungannya tidak terpengaruh oleh cuaca dan lebih estetik karena tidak tampak. Sedangkan saluran udara keuntungannya lebih mudah mendeteksi gangguan dibandingkan saluran bawah tanah. Saluran bawah tanah lebih disukai di Indonesia terutama untuk kota – kota besar, tetapi biaya pembangunannya lebih mahal dibandingkan dengan saluran udara dan perbaikannya lebih sukar jika terjadi hubung singkat.

Alasan mengapa tegangan yang disalurkan dari pembangkit menuju beban harus ditingkatkan terlebih dahulu adalah karena alasan ekonomis, keuntungannya yaitu :

1. Penyaluran daya yang sama arus yang dialirkan menjadi berkurang, ini berarti penggunaan bahan tembaga pada kawat penghantar akan berkurang dengan bertambah tingginya tegangan transmisi.
2. Luas penampang konduktor yang digunakan berkurang karena itu struktur penyangga konduktor lebih kecil.
3. Arus yang mengalir di saluran transmisi menjadi lebih kecil maka jatuh tegangan juga menjadi kecil.

Saluran transmisi sendiri umumnya juga memiliki rugi-rugi daya. Pada saluran transmisi tegangan ekstra tinggi terdapat rugi – rugi tegangan dan rugi – rugi daya yang disebabkan oleh beberapa faktor diantaranya adalah faktor korona dan faktor kebocoran isolator yang biasanya banyak terjadi pada saluran transmisi tegangan ekstra tinggi, sehingga mengakibatkan tegangan mengalami penurunan atau biasa disebut dengan jatuh tegangan. Hal ini terjadi apabila tegangan pada pada sisi kirim dan sisi terima mengalami perbedaan.

2.2 Analisis Aliran Daya

Dalam suatu jaringan kelistrikan diperlukan suatu analisis pada parameter - parameter untuk menentukan bagaimana kualitas suatu sistem. Ada beberapa parameter yang dapat menentukan baik buruknya suatu sistem kelistrikan antara lain besarnya daya yang mengalir ke sistem, tegangan bus pada sistem, dan rugi – rugi daya pada transmisi saluran. Parameter – parameter tersebut dapat dianalisis menggunakan studi aliran daya [5].

Studi analisis aliran daya merupakan suatu studi yang mempelajari aliran daya pada suatu sistem kelistrikan dari suatu titik ke titik lain dan tegangan pada bus-bus yang berada pada sistem tersebut. Analisis aliran daya merupakan penentuan atau perhitungan tegangan, arus, daya aktif, faktor daya dan daya reaktif yang terdapat pada berbagai titik dalam suatu jaringan sistem tenaga listrik pada keadaan pengoperasian normal, baik yang sedang berjalan maupun yang diharapkan akan terjadi di masa yang akan datang [6]. Hasil yang dapat dilihat dari studi analisis aliran daya adalah karakteristik dari keadaan suatu sistem kelistrikan dan selanjutnya dapat digunakan sebagai acuan dalam perhitungan yang lainnya seperti contohnya studi aliran daya optimum.

Pada studi analisis aliran daya terdapat beberapa metode seperti Gauss-Seidel, Newton Raphson, Fast Decouple dan metode lainnya. Secara matematis metode Newton Raphson lebih baik dibandingkan metode Gauss Seidel, karena memiliki sifat konvergensi kuadratik. Untuk sistem yang lebih besar, metode Newton-Raphson jauh lebih efisien dan lebih praktis. Sedangkan pada penelitian ini digunakan studi aliran daya dengan menggunakan metode Newton-Raphson.

Tujuan utama dari proses analisis aliran daya antara lain [7] :

1. Untuk dapat mengetahui komponen - komponen suatu sistem kelistrikan secara umum.
2. Untuk mengetahui rugi – rugi pada sistem.
3. Untuk mengetahui besar dari tegangan setiap bus
4. Untuk dapat mengetahui daya yang mengalir pada sistem, baik itu daya nyata nyata dan daya reaktif.

Di dalam studi analisis aliran daya juga terdapat berbagai macam bus, diantaranya adalah [8]:

1. Bus Generator

Yang dimaksud dengan bus generator adalah sebuah bus dimana generator dihubungkan melalui trafo. Daya yang masuk dari generator ke bus generator ke-*i* (bus nomer *i*) dinyatakan dengan rumus :

$$S_{Gi} = P_{Gi} + jQ_{Gi} \quad (2.1)$$

Bus ke-*i* mengalirkan daya menuju ke dua jurusan. Jurusan yang pertama adalah daya akan mengalir langsung ke beban jika di bus tersebut terdapat beban yang terhubung dan jurusan yang kedua daya akan mengalir menuju ke saluran transmisi di mana daya akan mengalir ke tempat lain yang jauh. Daya yang langsung menuju beban dinyatakan dengan rumus :

$$S_{Bi} = P_{Bi} + jQ_{Bi} \quad (2.2)$$

Jadi daya yang menuju ke saluran bus-*i* ini dapat dinyatakan dengan :

$$S_i = P_i + jQ_i = S_{Gi} - S_{Bi} \quad (2.3)$$

Ciri – ciri dari bus generator antara lain :

- Nilai P dan V sudah diketahui dan tetap.
- Sudut fasa dan Q dari daya reaktif dihitung.
- Terhubung dengan generator.

1. Bus-beban

Bus-beban yang disebut juga dengan *Load bus* merupakan bus yang tidak terhubung dengan generator tetapi hanya terhubung langsung ke beban. Dari bus-beban ke-*j* mengalirkan daya yang menuju beban sebesar S_{Bj} . Bus-beban ini menerima daya dari saluran transmisi, atau dapat dikatakan bahwa daya mengalir dari bus-beban menuju saluran transmisi dengan tanda negatif. Sehingga dapat dirumuskan daya yang keluar dari bus-beban ke-*j* adalah :

$$S_j = -S_{Bj} \quad (2.4)$$

Ciri – ciri dari bus beban antara lain :

- Nilai P dan Q dari beban sudah diketahui dan tetap.
- V dan sudut fasa tegangan dihitung.
- Terhubung dengan beban.

2. Bus referensi

Bus referensi atau disebut dengan *slack bus* berfungsi untuk mencatu rugi- rugi dan kekurangan daya aktif dan reaktif pada suatu sistem kelistrikan. Oleh karena itu bus yang digunakan sebaiknya memiliki daya yang besar, dimana besar tegangan dan sudut fasa sudah diketahui.

Ciri – ciri bus referensi antara lain :

- P dan Q dihitung.
- V dan sudut fasa dari generator diketahui dan tetap.
- Terhubung dengan generator.

2.2.1 Analisis Aliran Daya metode Newton-Raphson

Analisis aliran daya listrik mempunyai berbagai macam metode dalam menganalisis sebuah sistem tenaga listrik. Dalam analisis numerik, metode Newton (juga dikenal sebagai metode Newton-Raphson), yang mendapat nama dari Isaac Newton dan Joseph Raphson, merupakan

metode yang paling dikenal untuk mencari hampiran terhadap akar fungsi riil. Metode Newton-Raphson secara matematis lebih baik dibandingkan dengan metode Gauss-Seidel, karena memiliki sifat konvergensi kuadratik. Untuk sistem yang besar, metode Newton-Raphson jauh lebih efisien dan lebih praktis. Banyaknya iterasi yang diperlukan dengan metode Newton-Raphson yang menggunakan admitansi rel, praktis tidak tergantung pada banyaknya rel. Waktu yang diperlukan untuk metode Gauss-Seidel (admitansi rel) meningkat hampir sebanding dengan banyaknya rel.

Sebaliknya, penghitungan unsur jacobian akan memakan waktu yang cukup lama, sedangkan waktu yang diperlukan untuk tiap iterasi pada metode Newton-Raphson adalah lebih singkat. Waktu yang singkat untuk suatu penyelesaian dengan ketelitian yang sama, menyebabkan bahwa metode Newton-Raphson lebih banyak dipilih untuk semua sistem, seperti pada sistem distribusi (Muksin Aksin Jaelani, 2008:28).

Metode Newton secara umum lebih banyak digunakan dalam program-program aliran daya karena untuk mencapai titik konvergen hanya dibutuhkan waktu komputasi yang pendek, tidak terpengaruh oleh kondisi sistem yang tidak sehat dan jumlah iterasi tidak bergantung pada besarnya sistem. Oleh karena itu untuk solusi aliran daya pada sistem besar maka Newton - Raphson lebih efisien dan praktis.

Dalam metode Newton-Raphson secara luas digunakan untuk permasalahan Persamaan non-linear. Penyelesaian Persamaan ini menggunakan permasalahan yang linear dengan solusi pendekatan. Metode ini dapat diaplikasikan untuk satu Persamaan atau beberapa Persamaan dengan beberapa variabel yang tidak diketahui. Besaran-besaran listrik yang digunakan untuk koordinat polar, pada umumnya seperti Persamaan (2.5):

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i ; V_j = |V_j| \angle \delta_j ; \text{ dan } Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} \quad (2.5)$$

Persamaan arus dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j$$

$$I_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (2.6)$$

Persamaan (2.6) dapat disubstitusi dengan persamaan daya sehingga menjadi persamaan (2.7) :

$$\begin{aligned}
 P_i - jQ_i &= V_i^* I_i \\
 V_i^* &= |V_i| \angle -\delta_i \quad V_i^* = \text{Conjugate dari } V_i \\
 P_i - jQ_i &= |V_i| \angle -\delta_i \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \\
 P_i - jQ_i &= \sum_{j=1}^n |V_i| |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} - \delta_i + \delta_j
 \end{aligned} \tag{2.7}$$

Dimana,

$$e^{j(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j)} \cong \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) + j \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \tag{2.8}$$

Dari persamaan (2.7) dan (2.8) dapat diketahui persamaan daya aktif (2.9) dan persamaan daya reaktif (2.10) :

$$P_i^{(k)} = \sum_{j=1}^n |V_i^{(k)}| |Y_{ij}^{(k)}| |V_j^{(k)}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \tag{2.9}$$

$$Q_i^{(k)} = - \sum_{j=1}^n |V_i^{(k)}| |Y_{ij}^{(k)}| |V_j^{(k)}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \tag{2.10}$$

Persamaan (2.9) dan (2.10) merupakan langkah awal dalam melakukan perhitungan aliran daya dengan menggunakan metode *Newton-Raphson*. Penyelesaian aliran daya menggunakan proses iterasi (k+1). Untuk iterasi pertama nilai k = 0, merupakan nilai perkiraan awal (*initial estimate*) yang ditetapkan sebelum dimulai perhitungan aliran daya.

Hasil perhitungan aliran daya menggunakan persamaan (2.9) dan (2.10) dengan nilai $P_i^{(k)}$ dan $Q_i^{(k)}$. Hasil nilai tersebut akan digunakan untuk menghitung nilai $\Delta P_i(k)$ dan $\Delta Q_i(k)$.

Menghitung nilai $\Delta P_i(k)$ dan $\Delta Q_i(k)$ dengan menggunakan persamaan (2.11) dan (2.12) :

$$\Delta P_i^{(k)} = P_{i,spec} - P_{i,calc}^{(k)} \tag{2.11}$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_{i,spec} - Q_{i,calc}^{(k)} \quad (2.12)$$

Hasil dari perhitungan $P_i^{(k)}$ dan $Q_i^{(k)}$ digunakan untuk matriks Jacobian pada persamaan sebagai berikut :



$$(2.13)$$

Pada persamaan (2.13) dapat dilihat bahwa perubahan daya berhubungan dengan perubahan besar tegangan dan sudut phasa.

Secara umum persamaan (2.13) dapat disederhanakan menjadi persamaan (2.14) :

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(k)} \\ \Delta Q^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(k)} \\ \Delta V^{(k)} \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Besaran elemen matriks Jacobian pada persamaan (2.14) dapat dirumuskan sebagai berikut :

• **J1**

$$\frac{\partial P_i^{(k)}}{\partial \delta_i^{(k)}} = \sum_{j \neq i} |V_i^{(k)}| |V_j^{(k)}| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i^{(k)} + \delta_j^{(k)}) \quad (2.15)$$

$$\frac{\partial P_i^{(k)}}{\partial \delta_j} = -|V_i^{(k)}| |V_j^{(k)}| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i^{(k)} + \delta_j^{(k)}) \quad (2.16)$$

• **J2**

$$\frac{\partial P_i^{(k)}}{\partial |V_i|} = 2|V_i^{(k)}||Y_{ii}|\cos\theta_{ii} + \sum_{j \neq i} |V_j^{(k)}||Y_{ij}|\cos(\theta_{ij} - \delta_i^{(k)} + \delta_j^{(k)}) \quad (2.17)$$

$$\frac{\partial P_i^{(k)}}{\partial |V_j|} = |V_i^{(k)}||Y_{ij}|\cos(\theta_{ij} - \delta_i^{(k)} + \delta_j^{(k)}) \quad (2.18)$$

• **J3**

$$\frac{\partial Q_i^{(k)}}{\partial \delta_j} = \sum_{j \neq i} |V_i^{(k)}||V_j^{(k)}||Y_{ij}|\cos(\theta_{ij} - \delta_i^{(k)} + \delta_j^{(k)}) \quad (2.19)$$

$$\frac{\partial Q_i^{(k)}}{\partial \delta_j} = -|V_i^{(k)}||V_j^{(k)}||Y_{ij}|\cos(\theta_{ij} - \delta_i^{(k)} + \delta_j^{(k)}) \quad (2.20)$$

• **J4**

$$\frac{\partial Q_i^{(k)}}{\partial |V_i|} = -2|V_i^{(k)}||Y_{ii}|\sin\theta_{ii} - \sum_{j \neq i} |V_j^{(k)}||Y_{ij}|\sin(\theta_{ij} - \delta_i^{(k)} + \delta_j^{(k)}) \quad (2.21)$$

$$\frac{\partial Q_i^{(k)}}{\partial |V_j|} = -|V_i^{(k)}||Y_{ij}|\sin(\theta_{ij} - \delta_i^{(k)} + \delta_j^{(k)}) \quad (2.22)$$

Dimana $j \neq i$

Setelah nilai matrik Jacobian dimasukkan kedalam Persamaan (2.14) maka nilai $\Delta \boldsymbol{\delta}_i^{(k)}$ dan $\Delta |V_i|^{(k)}$ dapat dicari dengan menginverskan matrik Jacobian seperti Persamaan (2.23) :

$$\begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\delta}^{(k)} \\ \Delta |V|^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P^{(k)} \\ \Delta Q^{(k)} \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

Setelah nilai $\Delta \boldsymbol{\delta}_i^{(k)}$ dan $\Delta |V_i|^{(k)}$ diketahui nilainya maka nilai $\Delta \boldsymbol{\delta}_i^{(k+1)}$ dan $\Delta |V_i|^{(k+1)}$ dapat dicari dengan menggunakan nilai $\Delta \boldsymbol{\delta}_i^{(k)}$ dan $\Delta |V_i|^{(k)}$ ke dalam Persamaan (2.24) dan (2.25) :

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta\delta_i^{(k)} \quad (2.24)$$

$$|V_i^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + \Delta|V_i^{(k)}| \quad (2.25)$$

Nilai $\delta_i^{(k+1)}$ dan $|V_i^{(k+1)}|$ hasil perhitungan dari Persamaan (2.24) dan (2.25) merupakan perhitungan pada iterasi pertama. Nilai ini digunakan kembali untuk perhitungan iterasi ke-2 dengan cara memasukan nilai ini ke dalam Persamaan (2.9) dan (2.10) sebagai langkah awal perhitungan aliran daya.

Perhitungan aliran daya pada iterasi ke-2 mempunyai nilai $k= 1$. Iterasi perhitungan aliran daya dapat dilakukan sampai iterasi ke- n . Perhitungan selesai apabila nilai $\Delta P_i^{(k)}$ dan $\Delta Q_i^{(k)}$ mencapai nilai $2,5 \cdot 10^{-4}$. Langkah – langkah dalam melakukan perhitungan aliran daya menggunakan metode *Newton-Raphson* :

1. Membentuk matrik admitansi Y_{rel} sistem
2. Menentukan nilai awal $V^{(0)}$, $\delta^{(0)}$, P_{spec} , Q_{spec}
3. Menghitung daya aktif dan daya reaktif berdasarkan Persamaan (2.9) dan (2.10)
4. Menghitung nilai $\Delta P_i^{(k)}$ dan $\Delta Q_i^{(k)}$ berdasarkan Persamaan (2.11) dan (2.12)
5. Membuat matrik Jacobian berdasarkan Persamaan (2.14) sampai Persamaan (2.22)
6. Menghitung nilai $\delta^{(k+1)}$ dan $|V^{(k+1)}|$ berdasarkan Persamaan (2.24) dan (2.25)
7. Hasil nilai $\delta^{(k+1)}$ dan $|V^{(k+1)}|$ dimasukan kedalam Persamaan (2.9) dan (2.10) untuk mencari nilai ΔP dan ΔQ . Perhitungan akan konvergensi jika nilai ΔP dan $\Delta Q \leq 10^{-4}$.
8. Jika sudah konvergensi maka perhitungan selesai, jika belum konvergensi maka perhitungan dilanjutkan untuk iterasi berikutnya.

2.3 Analisis Aliran Daya Optimal

Aliran daya optimal atau biasa disebut *Optimal Power Flow (OPF)* adalah sebuah studi yang menggabungkan antara *economic dispatch* dan aliran daya. *Optimal Power Flow* merupakan sebuah studi yang dapat mengatur pembebanan dari masing – masing pembangkit yang terhubung ke sistem dengan memperhatikan batasan tertentu dan sesuai fungsi objektif yang diinginkan, sehingga akan menghasilkan biaya yang paling murah [9]. *Optimal Power Flow* mempunyai variabel kontrol untuk mencapai biaya minimum pembangkitan dan memenuhi batas – batas tertentu. Seperti batas pembangkitan minimum dan maksimum dari sebuah generator. *Optimal Power Flow* dapat digunakan untuk mengoptimasi aliran daya berskala besar dengan memperkecil fungsi objektifnya. *Optimal Power Flow* dapat berupa pendekatan *DC* maupun *AC*. Perbedaan yang paling mendasar adalah dari kompleksitas dan akurasi, dimana dalam *DC OPF* nilai daya reaktif diabaikan sehingga hasil yang didapatkan kurang akurat, tetapi mempunyai perhitungan yang lebih sederhana. Sedangkan dalam *AC OPF* permodelan rugi – rugi saluran dan daya reaktif dimodelkan untuk mendapatkan nilai yang lebih akurat tetapi memiliki perhitungan yang lebih kompleks. Secara umum rumus dari *Optimal Power Flow* bersifat *nonlinear programming*, yaitu :

$$\begin{aligned} & \text{minimum } G(x) \\ & \text{s. t. : } F(x) = 0 \\ & H' \leq H(x) \leq H'' \\ & x' \leq x \leq x'' \end{aligned} \tag{2.26}$$

Dimana nilai $G(x)$ merupakan fungsi yang akan dioptimalkan, seperti total *losses* atau harga pembangkitan. $F(x) = 0$ sebagai rumus dari *OPF*. H' dan H'' adalah nilai dari saluran transmisi yang bernilai batas atas dan bawah. Sedangkan x' dan x'' adalah besar tegangan dan sudut tegangan,

level daya generator, pengaturan tap trafo, dengan batas atas dan batas bawah.

2.4.1 Fungsi Objektif

Fungsi objektif merupakan fungsi penentuan biaya pembangkitan minimum yang dinyatakan dalam persamaan (2.27). Di mana variabel x merupakan kumpulan dari variabel $[V, \theta, P, Q]$ yang mempunyai nilai batasan maksimum dan minimum yang harus dipenuhi pada masing-masing variabel. Di mana fungsi biaya total pembangkitan bergantung pada nilai *cost function* dari koefisien a, b , dan c yang diketahui dari spesifikasi generator.

$$F_{total} = \sum_{i=1}^{N_g} a_i + b_i P_{G_i} + c_i P_{G_i}^2 \quad (2.27)$$

Keterangan :

F_{total} = Total biaya pembangkitan

a_i, b_i, c_i = Koefisien bahan bakar setiap unit pembangkit

P_{gi} = Daya pembangkit setiap unit

N_g = Banyaknya pembangkit

Biaya pembangkitan menjadi fungsi objektif untuk diselesaikan dalam permasalahan *OPF*. Agar hasil yang dicapai dapat optimal, dalam *OPF* terdapat 2 batasan, yaitu batasan persamaan (*equality constraint*) dan pertidaksamaan (*inequality constraint*) adalah batasan yang harus dipenuhi.

2.4.2 Batasan Kesamaan (*Equality Constrain*)

Batasan kesamaan adalah batas dari keseimbangan aliran daya aktif dan reaktif pada setiap bus, dapat disebut juga batasan yang nilai input dan outputnya sama sehingga apabila dikurangkan menjadi nol. Di dalam analisis sistem tenaga, persamaan (2.28) variabel x tersebut adalah $[V, \theta, P]$.

$$g(x) = 0$$

$$Q_i = Q_{gi} - Q_{Li} = \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij})$$

$$P_i = P_{gi} - P_{Li} = \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (2.28)$$

Keterangan :

- i = nilai ke 1,2,... dst untuk bus-i
- P_i = injeksi daya aktif
- Q_i = injeksi daya reaktif
- P_{gi} = daya aktif generator bus-i
- Q_{gi} = daya reaktif generator bus-i
- P_{Lu} = daya aktif beban bus-i
- Q_{Li} = daya reaktif beban bus-i

2.4.3 Batasan Ketidaksamaan (*Inequality Constrain*)

Batasan ketidaksamaan merupakan batasan yang nilai input dan outputnya tidak sama sehingga apabila dikurangkan tidak menjadi nol. Di dalam analisis sistem tenaga pada persamaan (2.29) variabel x tersebut adalah $[V, \theta]$.

$$h(x) \leq 0 \quad (2.29)$$

Dalam *inequality constraint* untuk perhitungan aliran daya optimal mempunyai beberapa parameter yang harus dipenuhi yaitu :

1. Batas pembangkitan
Dalam penentuan nilai optimal harus memenuhi nilai maksimum dan nilai minimum dari pembangkitan, dapat dirumuskan dengan persamaan matematis sebagai berikut :

$$\begin{aligned} P_{gi}^{minimum} &\leq P_{gi} \leq P_{gi}^{maximum} \\ Q_{gi}^{minimum} &\leq P_{gi} \leq Q_{gi}^{maximum} \end{aligned} \quad (2.30)$$

Dengan nilai i sesuai generator (1,2,...dst)

2. Batasan tegangan
Dalam penentuan nilai tegangan diperlukan batasan agar sebuah sistem tetap dapat dicari solusi dari aliran daya optimal dengan

memberikan batas pada tegangan. Komponen pada batas tegangan ada pada nilai dari tegangan dan sudut fasa bus. Secara matematis dapat ditulis menjadi :

$$\begin{aligned} V_i^{minimum} &\leq V_i \leq V_i^{maximum} \\ \delta_i^{minimum} &\leq \delta_i \leq \delta_i^{maximum} \end{aligned} \quad (2.31)$$

Dengan nilai i sesuai bus yang dibatasi (1,2...dst)

3. Batas saluran dan percabangan

Dalam penentuan nilai solusi aliran daya optimal, nilai kompleks (MVA) yang melewati saluran sistem harus maksimal sama dengan nilai batas yang dapat ditahan oleh saluran dan percabangan.

$$S_l^t \leq S_l^{maximum} \quad (2.32)$$

2.4 Metode Matematis

Metode matematis yaitu metode yang dikembangkan dengan memodelkan sistem dalam bentuk persamaan matematika. Setelah itu persamaan tersebut akan dianalisis untuk mendapatkan hasil dari sistem tersebut. Metode matematis bisa diterapkan untuk perencanaan pengembangan sistem, optimalisasi sistem dan estimasi keadaan sistem. Dalam penelitian tugas akhir ini, metode matematis bisa diterapkan untuk optimasi biaya pembangkitan dengan tetap mempertahankan daya output pembangkit yang optimal. Metode ini bisa digunakan karena dengan persamaan matematika dapat diketahui secara pasti dan ilmiah perhitungan biaya pembangkitan yang paling kecil dengan mempertahankan output pembangkit yang optimal. Salah satu metode yang bisa digunakan untuk analisis aliran daya optimal adalah *Linear Programming* (LP).

2.4.1 Linear Programming

Pemrograman linear meliputi perencanaan aktivitas untuk mendapatkan hasil optimal, yaitu sebuah hasil yang mencapai tujuan terbaik (menurut model matematika) diantara semua kemungkinan alternatif yang ada.

Pemrograman Linear merupakan metode matematik dalam mengalokasikan sumber daya yang terbatas untuk mencapai suatu tujuan seperti memaksimumkan keuntungan dan meminimumkan biaya. Pemrograman Linear banyak diterapkan dalam masalah ekonomi, industri, militer, sosial dan lain-lain. Pemrograman Linear berkaitan dengan penjelasan suatu kasus dalam dunia nyata sebagai suatu model matematik yang terdiri dari sebuah fungsi tujuan linear dengan beberapa kendala linear.

Program linear adalah suatu cara matematis yang digunakan untuk menyelesaikan masalah yang berkaitan dengan pengalokasian sumberdaya yang terbatas untuk mencapai optimasi, yaitu memaksimumkan atau meminimumkan fungsi tujuan yang bergabung pada sejumlah variabel input. Program linear berkaitan dengan penjelasan suatu kasus dalam dunia nyata sebagai model matematik yang terdiri dari sebuah fungsi tujuan linear dengan beberapa kendala linear. Pemrograman linear merupakan metode matematik dalam mengalokasikan sumber daya yang terbatas untuk mencapai suatu tujuan seperti memaksimumkan keuntungan dan meminimumkan biaya. Pemrograman linear meliputi perencanaan aktivitas untuk mendapatkan hasil optimal, yaitu sebuah hasil yang mencapai tujuan terbaik (menurut model matematika) diantara semua kemungkinan alternatif yang ada.

2.4.1.1 Formulasi Permasalahan

Masalah keputusan yang sering dihadapi analisis adalah alokasi optimum sumber daya. Sumber daya dapat berupa uang, tenaga kerja, bahan mentah, kapasitas mesin, waktu, ruangan atau teknologi. Tugas analisis adalah mencapai hasil terbaik dengan keterbatasan sumber daya itu. Setelah masalah diidentifikasi, tujuan ditetapkan, langkah selanjutnya adalah membuat formulasi model matematika. Formulasi model matematika ada 3 tahap :

1. Tentukan variabel yang tidak diketahui dan dinyatakan dalam simbol.
2. Membentuk fungsi tujuan yang ditunjukkan sebagai suatu hubungan linier dari variabel keputusan.
3. Menentukan semua kendala masalah tersebut dan mengekspresikannya dalam persamaan atau pertidaksamaan.

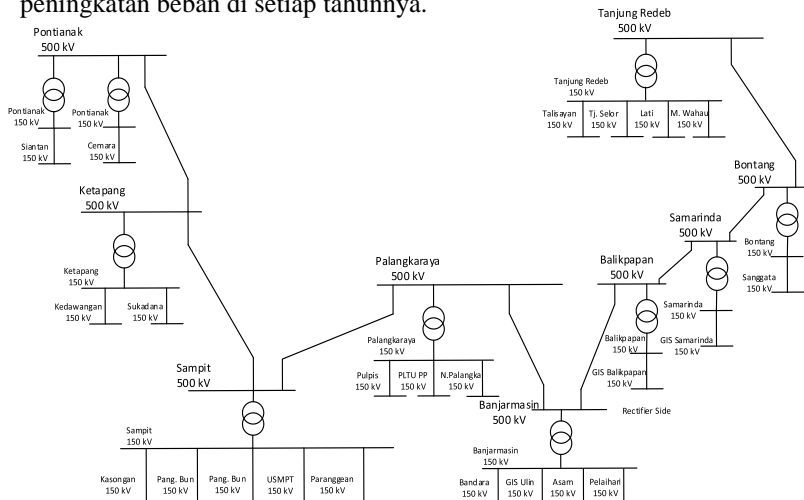
Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 3

PERENCANAAN SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN

3.1. Sistem Kelistrikan Kalimantan dengan *Backbone* 500 kV AC

Bab ini akan menjelaskan tentang perencanaan sistem kelistrikan Kalimantan yang terkoneksi dengan backbone 500 kV AC. Sistem kelistrikan Kalimantan ini dibagi menjadi tiga area yaitu area Provinsi Kalimantan Barat, Provinsi Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah, dan Provinsi Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara. Transmisi pada ketiga area yang terpisah ini masih menggunakan level tegangan 150 kV. Sehingga perlu adanya perencanaan untuk menghubungkan ketiga area ini dengan menggunakan tegangan 500 kV sebagai backbone-nya. Perencanaan ini direncanakan hingga kondisi pada tahun 2050 dengan mengikuti pertumbuhan beban setiap tahunnya dan juga akan dilakukan penambahan pembangkit sehingga dapat memenuhi kebutuhan peningkatan beban di setiap tahunnya.



Gambar 3.1 Backbone Sistem Kelistrikan Kalimantan 500 kV AC

3.1.1. Data Sistem Kelistrikan Kalimantan 500 kV AC

Subbab ini akan menjelaskan tentang data – data peralatan yang ada pada perencanaan sistem kelistrikan Kalimantan sebagai berikut :

Tabel 3.1 Data Kabel Sistem Kelistrikan Kalimantan 500 kV AC

Dari	Menuju	Line	Panjang (km)	Jenis Kabel
Pontianak 500 kV	Ketapang 500 kV	2	230	Dove 500 kV
Ketapang 500 kV	Sampit 500 kV	2	287	Dove 500 kV
Sampit 500 kV	Palangkaraya 500 kV	2	110	Dove 500 kV
Palangkaraya 500 kV	Banjarmasin 500 kV	2	180	Dove 500 kV
Banjarmasin 500 kV	Balikpapan 500 kV	2	370	Dove 500 kV
Balikpapan 500 kV	Samarinda 500 kV	2	95	Dove 500 kV
Samarinda 500 kV	Bontang 500 kV	2	85	Dove 500 kV
Bontang 500 kV	Tanjung Redeb 500 kV	2	280	Dove 500 kV

Tabel 3.2 Data Trafo Sistem Kelistrikan Kalimantan 500 kV AC.

Bus	Tegangan (kV)	Kapasitas (MVA)	%Z
Pontianak 500 kV	500/150	500	12.5
Ketapang 500 kV	500/150	500	12.5
Sampit 500 kV	500/150	500	12.5
Palangkaraya 500 kV	500/150	500	12.5

Tabel 3.2 Data Trafo Sistem Kelistrikan Kalimantan 500 kV AC (Lanjutan).

Banjarmasin 500 kV	500/150	1000	12.5
Balikpapan 500 kV	500/150	500	12.5
Samarinda 500 kV	500/150	1500	12.5
Bontang 500 kV	500/150	500	12.5
Tanjung Redeb 500 kV	500/150	500	12.5

3.1.2. Data Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat

Subbab ini akan membahas tentang sistem kelistrikan Kalimantan Barat dimana Kalimantan Barat diwakilkan oleh dua bus 500 kV yaitu pada Pontianak 500 kV dan Ketapang 500 kV dimana beban diasumsikan berada pada level tegangan 150 kV. Pada Subbab ini akan ditampilkan data beban puncak pada tahun 2050 serta data pembangkit dan penambahan pembangkit pada sistem kelistrikan Kalimantan Barat :

Tabel 3.3 Data Beban Kelistrikan Kalimantan Barat.

Nama	Beban (MW)
Sei Raya	469,77
Cemara	132,21
Kota Baru	272,13
Siantan	420,59
Rasau	25
Parit baru	225,06
Senggiring	55,80
Singkawang	285,36
Sambas	118,12
Semparuk	60,42
Sanggau	213,45
Entikong	469,77

Tabel 3.3 Data Beban Kelistrikan Kalimantan Barat (Lanjutan).

Nama	Beban (MW)
Sekadau	78,21
Kota Baru 2	34,42
Nanga Pinoh	48,28
Sintang	234,74
Putussibau	45,19
Tayan	123,08
Ngabang	41,09
Bengkayang	84,68
Ketapang	186,17
Sukadana	60,58
Sandai	24,23
Kendawangan	30,27
Air Upas	25
Jumlah	3763,62

Pada tabel dibawah ini akan menampilkan data tentang pembangkitan pada sistem kelistrikan Kalimantan Barat dimana dibagi menjadi tiga yaitu pembangkitan terpasang, rencana pembangkitan tetap dan rencana pembangkitan variabel. Rencana pembangkitan tetap adalah pembangkitan yang sudah berada dalam proses konstruksi berdasarkan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2017-2026 dan rencana pembangkitan variabel adalah rencana pembangkitan yang belum tetap.

Total kapasitas terpasang adalah sekitar 480 MW dengan perincian seperti pada tabel berikut :

Tabel 3.4 Data Pembangkitan terpasang di Kalimantan Barat.

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Parit Baru (FTP 1)	#1	1 x 50
PLTG	MPP Kalbar	#1,2,3,4	4 x 25
PLTG	Kalbar Peaker	#1,2,3,4	4 x 25
INT	Serawak	-	230
Total			480

Tabel 3.5 Data Penambahan Pembangkitan Tetap di Kalimantan Barat.

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Kalbar 1	#1,2	2 x 100
PLTU	Parit Baru (FTP 2)	#1,2	2 x 55
PLTU	Parit Baru (FTP 1)	#1	1 x 50
PLTU	Pantai Kura-Kura	#1,2	2 x 27.5
Total			415

Tabel 3.6 Data Penambahan Pembangkitan Variable Kalimantan Barat.

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Kalbar 2	#1,2	2 x 100
PLTU	Kalbar 3	#1,2	2 x 100
PLTU	Kalbar 4	#1,2	2 x 100
PLTG	Kalbar 5	#1,2,3,4,5	5 x 50
Total			850

3.1.3. Data Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah

Pada Subbab ini akan dibahas tentang sistem kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah dimana Kalimantan Selatan dan Tengah diwakilkan oleh tiga bus 500 kV yaitu pada Sampit 500 kV dan Palangkaraya 500 kV dan Banjarmasin 500 kV dimana beban diasumsikan berada pada level tegangan 150 kV dan beberapa pada 70 kV. Pada Subbab ini akan ditampilkan data beban puncak pada tahun 2026 dan tahun 2050 serta data pembangkit dan penambahan pembangkit pada sistem kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah :

Tabel 3.7 Data Beban Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah

Nama	Beban (MW)
Sukamara	5,40
Nanga Bulik	7,62
Pangk. Bun	30,16

Tabel 3.7 Data Beban Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah (Lanjutan).

Nama	Beban (MW)
P. Banteng	9,70
Kasongan	30,16
Sampit	57,79
K.Pambuang	6,26
Paranggean	9,34
Kuala Kurun	6,27
Puruk Cahu	8,53
Taweh	17,16
Buntok	19,34
Palangkaraya	34,42
Pulpis	48,28
Selat	234,74
Palangkaraya	45,19
Amuntai	37,64
Aranio	4,25
Asam	21,39
Bandara	41,02
Barikin	45,54
Bati	31,12
Batulicin	55,57
Cempaka	122,12
Cempaka 70	4,47
GIS Ulin	99,87
Kadangan	19,38
Kayutangi	23,62
Kotabaru	24,34
Mantul	59,85
Marabahan	11,71
Paringin	23,27
Pelaihari	40,78
Rantau	51,28

Tabel 3.7 Data Beban Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah (Lanjutan).

Nama	Beban (MW)
Satui	25,36
Sebar	18,03
Sei Tabuk	24,79
Tamiang	6,71
Tanjung	48,65
Trisakti 150	586,71
Trisakti 70	42,68
Jumlah	5655,30

Pada tabel dibawah ini akan ditampilkan data tentang pembangkitan pada sistem kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah dimana dibagi menjadi tiga yaitu pembangkitan terpasang, rencana pembangkitan tetap dan rencana pembangkitan variabel, rencana pembangkitan tetap adalah pembangkitan yang sudah berada dalam proses konstruksi berdasarkan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2017-2026 dan rencana pembangkitan variabel adalah rencana pembangkitan yang belum tetap.

Total kapasitas terpasang adalah sekitar 640 MW dengan perincian seperti pada tabel berikut :

Tabel 3.8 Data Pembangkitan Terpasang Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Asam-Asam	#1,2	2 x 65
PLTU	Asam-Asam	#3,4	2 x 65
PLTU	Pulang Pisau	#1,2	2 x 65
PLTMG	Bangkanai	#1-16	16 x 10
PLTA	Riam Kanan	#1	90
			640

Sama halnya dengan daerah Kalimantan Barat, di wilayah Kalimantan Selatan dan Tenggara juga terdapat beberapa unit pembangkit

yang sedang dalam tahap konstruksi dan beberapa lagi direncanakan untuk dimasukkan dalam sistem. Pembangkit-pembangkit tersebut adalah seperti dalam tabel berikut.

Tabel 3.9 Data Penambahan Pembangkit Tetap Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Kalsel (FTP 2)	#1,2	2 x 100
PLTU	Kalselteng 2	#1,2	2 x 100
PLTU	Kalselteng 1	#1,2	2 x 100
PLTU	Sampit	#1,2	2 x 25
PLTMG	Bangkanai 2	#1-15	15 x 9
			785

Tabel 3.10 Data Penambahan Pembangkit Variable Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Kalselteng 3	#1,2	2 x 100
PLTG	Kalteng	#1,2	2 x 50
PLTA	Kusan	#1	65
PLTU	Kalselteng 4	#1,2	2 x 100
PLTU	Kalselteng 5	#1,2	2 x 100
PLTGU	Kalsel Peaker 1	#1,2,3,4	4 x 50
PLTGU	Kalsel 1	#1,2	2 x 100
			1.165

3.1.4. Data Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara

Subbab ini akan membahas tentang sistem kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara diwakilkan oleh empat bus 500 kV yaitu pada Balikpapan 500 kV dan Samarinda 500 kV dan Bontang 500 kV dan Tanjung Redeb 500 kV dimana beban diasumsikan berada pada level tegangan 150 kV dan beberapa pada 70 kV. Pada Subbab ini akan ditampilkan data beban hingga tahun 2050 serta data pembangkit dan penambahan pembangkit pada sistem kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara :

Tabel 3.11 Data Beban Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara

Nama	Beban (MW)
Manggar	357,70
Karjo	204,60
New BPP	321,60
Balikpapan	198,40
TLK BPP	84,20
Sepaku	10,00
Puntung	92,70
Grogot	98,60
Kuaro	52,80
Komam	12,80
Samarinda	156,00
N.Samarinada	269,30
Samberah	71,8
Sambutan	228,1
Sanga2	27,9
Bukuan	109,8
Haru	171,7
Samboja	52,4
Tengkawan	201,4
Embalut	121,3
Bukit Biru	304,1
Kota Bangun	47,6
K. Janggut	7,8
Ujoh Bilang	9,8
Senipah	85
Melak	96,1
Bontang	264,5
Sepaso	5,51
Maloi	105,4
B. Koala	95,5
Sangata	96,5
Muara Wahau	7,8

Tabel 3.11 Data Beban Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara (Lanjutan).

Nama	Beban (MW)
M. Bengkal	14
Talisayan	7,8
Tj.Redeb	6,4
Lati	296,87
Tj. Batu	27,31
Tj. Selor	5,6
Sekatak	189,22
Tidung Pale	13,81
Malinau	24,42
Sebuku	149,92
Nunukan	3,35
Jumlah	4707,41

Pada tabel dibawah ini akan menampilkan data tentang pembangkitan pada sistem kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara dimana dibagi menjadi tiga yaitu pembangkitan terpasang, rencana pembangkitan tetap dan rencana pembangkitan variabel, rencana pembangkitan tetap adalah pembangkitan yang sudah berada dalam proses konstruksi berdasarkan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2017-2026 dan rencana pembangkitan variabel adalah rencana pembangkitan yang belum tetap.

Total kapasitas yang terpasang sekitar 768 MW dengan perincian seperti pada tabel berikut :

Tabel 3.12 Data Pembangkitan Terpasang Sistem kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara.

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Teluk Balikpapan	#1,2	2 x 50
PLTU	Embalut Ekspansi	#3	1 x 50
PLTU	Embalut	#1,2	2 x 25
PLTU	Kaltim (MT)	#1	1 x 27,5
PLTMG	MPP Kaltim	#1-4	4 x 10

Tabel 3.12 Data Pembangkitan Terpasang Sistem kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara (Lanjutan)

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTGU	Tanjung Batu	#1	60
PLTG	Senipah	#1,2	2 x 40
PLTG	Kaltim Peaking	#1,2	2 x 80
PLTG	Sambera	#1,2	2 x 20
PLTD	Cogindo	#1-4	4 x 10
Total			767.5

Tabel 3.13 Data Pembangkit Tetap Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Kaltim 4	#1,2	2 x 100
PLTU	Kaltim (FTP 2)	#1,2	2 x 100
PLTU	Kaltim 5 (MT)	#1,2	2 x 100
PLTU	Kaltim (MT)	#2	1 x 27.5
PLTGU	Senipah	#1	1 x 36
PLTG	Kaltim Peaker 2	#1-5	5 x 50
Total			913.5

Tabel 3.14 Data Penambahan Pembangkit Variable Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara

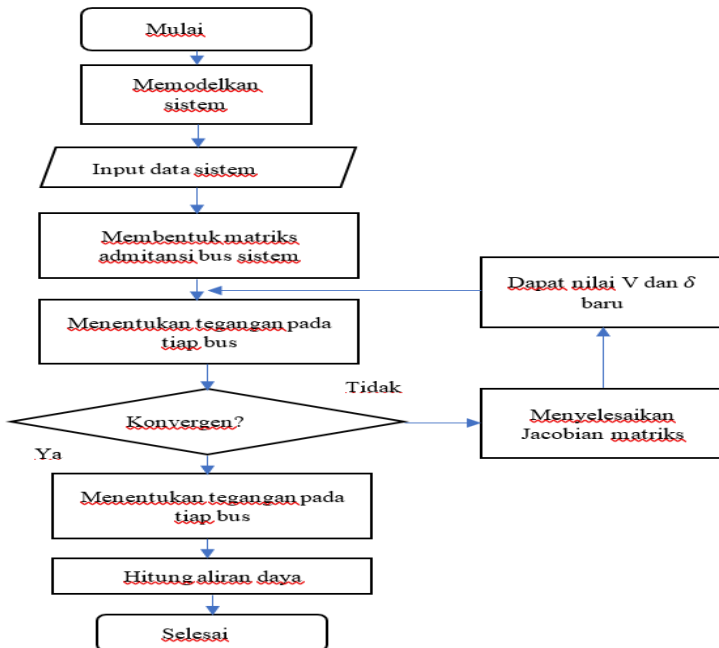
Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Kaltimra (MT)	#1,2	2 x 200
PLTU	Kaltim 3 (MT)	#1,2	2 x 100
PLTU	Kaltim 6 (MT)	#1,2	2 x 100
PLTA	Kelai	-	55
PLTA	Tabang	-	360
PLTA	Kaltara/Kayan 1	-	660
Total			1875

3.2. Flowchart Aliran Daya

Untuk memberikan diagram alir dengan menggunakan metode *Newton-Raphson* maka dibawah ini diberikan penjelasan yang lebih

menyeluruh dari setiap langkah – langkah *flowchart* aliran daya *Newton-Raphson* :

1. Memodelkan sistem kelistrikan Kalimantan dengan *software Digsilent PowerFactory 15.1.7*.
2. Memasukkan data pembangkit, data beban, data trafo dan data saluran transmisi.
3. Membentuk persamaan matriks bus admitansi.
4. Menentukan tegangan pada setiap bus.
5. Memeriksa apakah sudah konvergen. Jika sudah konvergen maka akan melanjutkan menghitung aliran daya pada *slack* bus. Jika belum konvergen lanjut ke langkah 6.
6. Menghitung elemen matriks Jacobian.
7. Menghitung besar tegangan dan sudut tegangan baru.
8. Kembali ke langkah 4 dengan bus tegangan baru.

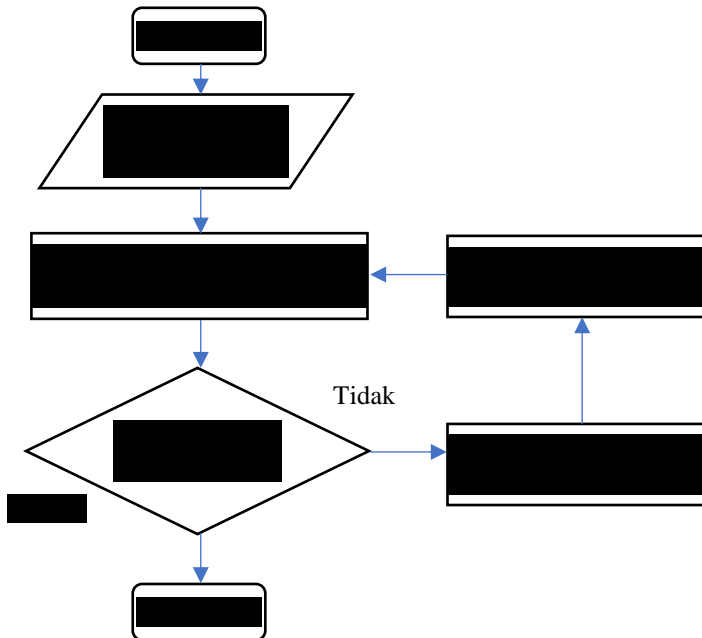


Gambar 3.2 *Flowchart* Aliran Daya

3.3. Flowchart Aliran Daya Optimal

Untuk memberikan *Optimal Power Flow* dengan menggunakan metode *Linear Programming* maka di bawah ini akan dijelaskan tentang lebih menyeluruh mengenai langkah – langkah dari *flowchart Optimal Power Flow* dengan metode *Linear Programming* :

1. Memasukkan data *cost function* pada setiap pembangkit.
2. Melakukan *running Load Flow* dengan menggunakan metode *Newton-Raphson*.
3. Melakukan *running Optimal Power Flow* dengan menggunakan metode *Linear Programming*.
4. Jika sudah *feasible* maka perhitungan selesai. Jika belum *feasible* maka melakukan pengecekan kembali pada *Load Flow* hingga *feasible*.



Gambar 3.3 Flowchart Aliran Daya Optimal

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 4

HASIL DAN ANALISIS

4.1. Permodelan Sistem Kelistrikan Kalimantan

Melakukan pemodelan sistem kelistrikan Kalimantan dalam bentuk *single line diagram* dengan menggunakan *software DigSILENT PowerFactory*. Data yang dibutuhkan untuk pemodelan simulasi sistem kelistrikan Kalimantan menggunakan data yang telah dijelaskan dalam bab sebelumnya dan data yang terlampir. Setelah melakukan permodelan pada *software DigSILENT PowerFactory*, selanjutnya melakukan simulasi aliran daya menggunakan metode *Newton-Raphson*. Dari hasil simulasi dapat dilihat apa kondisi sistem kelistrikan stabil dan dapat berjalan dengan baik.

4.2. Hasil Analisis Aliran Daya

4.2.1. Kalimantan Barat

Hal yang dilakukan setelah melakukan permodelan adalah melakukan analisis untuk mengetahui kondisi sistem kelistrikan apakah layak atau tidak. Tabel 4.1 akan menunjukkan hasil simulasi dari area Kalimantan Barat.

Tabel 4.15 Tegangan Bus Kalimantan Barat.

No Bus	Nama Bus	V bus (p.u.)	No Bus	Nama Bus	V bus (p.u.)
1.	Air Upas	1,000	23.	PLTU Kalbar B(1)	1,000
2.	Bengkayang	0,998	24.	PLTU Kura 1(1)	1,008
3.	Cemara	0,986	25.	PLTU Kura 2(1)	1,008
4.	Entikong	1,021	26.	PLTU Parit Baru 2(1)	1,002
5.	Kalbar Peaker 1(1)	0,995	27.	PLTU Parit baru 1(2)	0,996
6.	Kalbar peaker 2(1)	0,996	28.	PLTU Parit baru 1(3)	0,995

Tabel 4.15 Tegangan Bus Kalimantan Barat (Lanjutan).

No Bus	Nama Bus	V bus (p.u.)	No Bus	Nama Bus	V bus (p.u.)
7.	Kendawangan	1,002	29.	PLTU Parit baru 2(1)	1,000
8.	Ketapang	0,999	30.	PLTU Singkawang	1,003
9.	Kotabaru	0,983	31.	ParitBaru	0,992
10.	Kotabaru 2	1,014	32.	Putussibau	0,976
11.	MPP Kalbar 1(1)	0,996	33.	Rasau	0,981
12.	MPP Kalbar 2(1)	0,996	34.	Sambas	0,996
13.	Nanga pinoh	0,998	35.	Sandai	0,995
14.	Ngabang	0,993	36.	Sanggau	0,994
15.	PLTU Kalbar 1-1(2)	1,000	37.	Sei Raya	0,992
16.	PLTU Kalbar 1-2(2)	1,000	38.	Sekadau	0,999
17.	PLTU Kalbar 2(2)	1,000	39.	Senggiring	0,993
18.	PLTU Kalbar 2(3)	1,009	40.	Serawak 1(1)	1,000
19.	PLTU Kalbar 3	1,003	41.	Siantan	0,983
20.	PLTU Kalbar 3(3)	1,000	42.	Singkawang	0,998
21.	PLTU Kalbar 3(4)	1,006	43.	Sintang	0,989
22.	PLTU Kalbar A(1)	0,995	44.	Sukadana	0,991

Wilayah Kalimantan Barat terdiri dari 44 bus. Dari tabel 4.1 dapat dilihat bahwa nilai tegangan pada setiap bus sudah termasuk baik dan masih di dalam batas toleransi tegangan sesuai dengan yang sudah ditetapkan yaitu $0,95 \text{ p.u} \leq V \leq 1,05 \text{ p.u}$.

4.2.2. Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah

Selanjutnya adalah melakukan analisis aliran daya pada sistem kelistrikan Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah. Hasil analisa didapatkan nilai tegangan pada masing – masing bus yang akan ditampilkan pada tabel 4.2.

Tabel 4.16 Tegangan Bus Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah.

No Bus	Nama Bus	V bus (p.u.)	No Bus	Nama Bus	V bus (p.u.)
1.	ASAM-1	1,020	36.	Kuala pembuang	1,001
2.	ASAM-2	1,020	37.	Kuala pembuang-1	1,002
3.	ASAM-3	1,020	38.	Kusan	1,008
4.	ASAM-4	1,020	39.	MPP	1,000
5.	Amuntai	0,972	40.	Mantuil	0,995
6.	Aranio	0,991	41.	Marabaham	0,984
7.	Asam 12	1,014	42.	Muara Teweh	0,993
8.	Asam 34	1,014	43.	Nangabulik	0,989
9.	Bandara	0,998	44.	New Palangkaraya	0,999
10.	Bangkanai	1,001	45.	PLTA Kusan-1(1)	1,008
11.	Bangkanai-1(1)	1,001	46.	PLTG Kalteng-1	1,000
12.	Bangkanai-2(1)	1,000	47.	PLTG Kalteng-2	1,000
13.	Bangkanai-3(1)	1,000	48.	PLTU KST 1	1,007
14.	Bangkanai-4(1)	1,000	49.	PLTU Pulpis	1,012
15.	Bangkanai-5(1)	1,000	50.	Palangkaraya	0,999
16.	Bangkanai-6(1)	1,000	51.	Pangkalan Banteng	0,991
17.	Barikin	0,981	52.	Pangkalanbun	0,990
18.	Bati	1,012	53.	Paranggean	0,994
19.	Batulicin	0,991	54.	Paringin	0,981
20.	Buntok	1,003	55.	Pelaihari	0,987
21.	Cempaka	0,999	56.	Pulpis	0,977
22.	Cempaka 70	0,995	57.	Pulpis-1(1)	1,018
23.	GI KSKT 2	1,005	58.	Pulpis-2(1)	1,018
24.	GI PLTG Kalteng	1,000	59.	Purukcahu	0,993
25.	GI PLTU KST 3	1,000	60.	Rantau	0,994
26.	GIS Ulin	0,990	61.	Riam Kanan(1)	1,004
27.	KST 1-1(1)	1,015	62.	Sampit	0,998
28.	KST 1-2(1)	1,000	63.	Sampit-1(1)	1,002
29.	KST 3-1(1)	1,000	64.	Sampit-2(1)	1,001
30.	KST 3-2(1)	1,000	65.	Satui	0,987

Tabel 4.16 Tegangan Bus Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah (Lanjutan).

No Bus	Nama Bus	V bus (p.u.)	No Bus	Nama Bus	V bus (p.u.)
31.	Kadangan	0,993	66.	Sebar	1,010
32.	Kasongan	0,993	67.	Sei Tabuk	0,994
33.	Kayutangi	0,998	68.	Selat	0,993
34.	Kotabaru	0,983	69.	Sukamara	0,991
35.	Kuala Kurun	0,996	-	-	-

Wilayah Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah terdiri dari 69 bus. Dari tabel 4.2 juga dapat dilihat bahwa nilai tegangan pada setiap bus sudah termasuk baik dan masih di dalam batas toleransi tegangan sesuai dengan yang sudah ditetapkan yaitu $0,95 \text{ p.u.} \leq V \leq 1,05 \text{ p.u.}$

4.2.3. Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara

Hal yang dilakukan selanjutnya adalah melakukan analisis aliran daya pada sistem kelistrikan Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara. Hasil analisa didapatkan nilai tegangan pada masing – masing bus yang akan ditampilkan pada tabel 4.3.

Tabel 4.17 Tegangan Bus Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara.

No Bus	Nama Bus	V bus (p.u.)	No Bus	Nama Bus	V bus (p.u.)
1.	BB	0,999	33.	MPP 1(1)	0,998
2.	Bontang	0,995	34.	MPP 2(1)	0,998
3.	Bontangkuala	0,998	35.	Malinau	1,006
4.	Bukit biru	0,999	36.	Maloi	1,008
5.	Bukuan	1,002	37.	Manggar	0,994
6.	CGK	1,001	38.	Melak	1,008
7.	Cogindo 2(1)	1,006	39.	Muara Bengkal	1,008
8.	Cogindo(1)	1,000	40.	Muara wahau	1,009
9.	Embalut	1,001	41.	New Balikpapan	0,995
10.	Embalut 1(1)	1,006	42.	New Samarinda	0,995
11.	Embalut 2(1)	1,006	43.	Nunukan	1,026

Tabel 4.17 Tegangan Bus Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara (Lanjutan).

No Bus	Nama Bus	V bus (p.u.)	No Bus	Nama Bus	V bus (p.u.)
12.	Embalut 3(1)	1,006	44.	PLTU Kaltim FTP 1	1,000
13.	GIS Balikpapan	0,992	45.	PLTU Kaltim FTP 2	1,000
14.	GIS Samarinda	0,992	46.	PLTU Kaltim MT 1	1,000
15.	GT SNP 1(1)	1,000	47.	PLTU Kaltim MT 2	1,000
16.	GT SNP 2(1)	1,000	48.	Palarang	1,004
17.	Grogot	0,988	49.	Pembangkit sinar mas 1(1)	1,000
18.	Haru	1,000	50.	Pembangkit sinar mas 2(1)	1,000
19.	Industri	0,994	51.	Petung	0,995
20.	Juata	1,020	52.	SMB 1(1)	0,999
21.	Kaltim 4 1(1)	1,000	53.	SMB 2(1)	0,999
22.	Kaltim 4 2(1)	1,011	54.	Samberah	0,996
23.	Kaltim 5 MT 1(1)	1,017	55.	Samboja	0,995
24.	Kaltim 5 MT 2(2)	1,000	56.	Sambutan	1,001
25.	Kaltim Peaker 2(1)	1,006	57.	Sanga-sanga	1,002
26.	Kaltim Peaking 1(1)	1,007	58.	Sangatta	1,006
27.	Kaltim Peaking 2(1)	1,000	59.	Sebuku	1,018
28.	Karjo	0,996	60.	Sei durian	1,014
29.	Kembang Jaanggut	1,006	61.	Sekutak	1,017
30.	Kotabangun	1,002	62.	Senipah	1,004
31.	Kuaro	0,994	63.	Sepaku	0,997
32.	Lati	0,990	64.	Sepaso	1,007

Dari data tabel 4.3 dapat disimpulkan bahwa di wilayah Kalimantan Barat terdapat 64 bus. Dari tabel 4.3 juga dapat dilihat bahwa nilai tegangan pada setiap bus sudah termasuk baik dan masih di dalam batas toleransi tegangan sesuai dengan yang sudah ditetapkan yaitu $0,95 \text{ p.u} \leq V \leq 1,05 \text{ p.u}$.

4.2.4. Backbone 500 kV

Selanjutnya akan dilihat analisis aliran daya dari sistem interkoneksi yang menghubungkan 3 wilayah yang sudah dijelaskan di subbab sebelumnya. Interkoneksi yang menghubungkan anatara 3 wilayah tersebut menggunakan saluran backbone 500 kV AC. Berikut adalah profil tegangan bus pada saluran interkoneksi backbone 500 kV AC.

Tabel 4.18 Tegangan Backbone 500 kV

No Bus	Nama Bus	V bus (p.u.)	No Bus	Nama Bus	V bus (p.u.)
1.	Sei Raya	0,999	33.	Balikpapan	0,998
2.	Ketapang	0,995	34.	Samarinda	0,998
3.	Sampit	0,998	35.	Bontang	1,006
4.	Palangkaraya	0,999	36.	Tanjung Redeb	1,008
5.	Banjarmasin	1,002	37.	Berau	0,994

4.3. Hasil Analis Aliran Daya Optimum

Pada subbab ini akan menampilkan hasil dari simulasi *Optimal Power Flow* yang dilakukan pada *software DIgSILENT PowerFactory 5.1.7*. Jumlah pembangkit pada sistem kelistrikan Kalimantan tahun 2050 ini berjumlah 133 pembangkit. Analisis *Optimal Power Flow* dilakukan pada dua kondisi yaitu saat sebelum dilakukan optimasi dan pada saat setelah dilakukan optimasi lalu membandingkan biaya pembangkitan antara kedua kondisi tersebut.

Tabel 4.5 akan membandingkan hasil dari simulasi *Optimal Power Flow* sebelum optimasi atau disaat nilai dari daya aktif pembangkit masih dalam kondisi awal dengan setelah optimasi atau disaat nilai dari daya aktif sudah diganti sesuai dengan simulasi yang menggunakan *objective function minimization of cost*. Biaya pembangkitan dan besar daya aktif ditampilkan pada tabel 4.5.

Tabel 4.19 Perbandingan Biaya Pembangkitan dan Daya Aktif.

No. Bus	Jenis	Sebelum		Sesudah	
		P (MW)	Biaya Pembangkitan (R/h)	P (MW)	Biaya Pembangkitan (R/h)
1	PLTU	52	45.702.160	60	53.312.700
2	PLTU	52	45.702.160	60	53.312.700
3	PLTU	52	45.702.160	60	53.312.700
4	PLTU	52	45.702.160	60	53.312.700
5	PLTU	40	65.852.976	5	7.909.283
6	PLTU	40	65.852.976	5	7.909.283
7	PLTU	40	65.852.976	5	7.909.283
8	PLTU	40	72.211.118	5	8.883.015
9	PLTU	40	72.211.118	5	8.883.015
10	PLTU	40	72.211.118	5	8.883.015
11	PLTU	20	17.525.172	20	17.525.172
12	PLTU	20	17.525.172	20	17.525.172
13	PLTU	25	44.820.258	5	8.883.015
14	PLTU	25	44.820.258	5	8.883.015
15	PLTU	25	44.820.258	5	8.883.015
16	PLTG	30	53.896.528	4,1	7.282.398
17	PLTG	30	53.896.528	4,1	7.282.398
18	PLTU	70	57.830.430	80	66.241.252
19	PLTU	30	24.597.790	80	66.241.252
20	PLTU	80	66.241.252	80	66.241.252
21	PLTU	80	66.241.252	80	66.241.252
22	PLTU	70	57.830.430	80	66.241.252
23	PLTU	70	57.830.430	80	66.241.252
24	PLTG	17	30.374.134	2,5	4.439.170
25	PLTG	16	28.574.056	2,5	4.439.170
26	PLTG	17	27.278.006	2,5	3.949.386
27	PLTG	17	27.278.006	2,5	3.949.386
28	PLTU	60	49.471.856	80	66.241.252
29	PLTU	65	53.645.074	80	66.241.252
30	PLTU	80	66.241.252	80	66.241.252

Tabel 4.19Perbandingan Biaya Pembangkitan dan Daya Aktif (Lanjutan).

No. Bus	Jenis	Sebelum		Sesudah	
		P (MW)	Biaya Pembangkitan (R/h)	P (MW)	Biaya Pembangkitan (R/h)
31	PLTU	80	66.241.252	80	66.241.252
32	PLTG	35	57.253.476	6	9.498.539
33	PLTU	80	66.241.252	80	66.241.252
34	PLTU	80	66.241.252	80	66.241.252
35	PLTU	70	57.830.430	80	66.241.252
36	PLTU	70	57.830.430	80	66.241.252
37	PLTU	73	60.347.840	80	66.241.252
38	PLTU	76	62.870.178	80	66.241.252
39	PLTU	78	64.554.546	80	66.241.252
40	PLTU	75	62.028.834	80	66.241.252
41	PLTU	75	62.028.834	80	66.241.252
42	PLTU	75	62.028.834	80	66.241.252
43	PLTU	75	62.028.834	80	66.241.252
44	PLTU	75	62.028.834	80	66.241.252
45	PLTU	75	62.028.834	80	66.241.252
46	PLTU	75	62.028.834	80	66.241.252
47	PLTU	70	57.830.430	80	66.241.252
48	PLTU	75	62.028.834	80	66.241.252
49	PLTU	75	62.028.834	80	66.241.252
50	PLTU	75	62.028.834	80	66.241.252
51	PLTU	75	62.028.834	80	66.241.252
52	PLTU	75	62.028.834	80	66.241.252
53	PLTU	75	62.028.834	80	66.241.252
54	PLTU	75	62.028.834	80	66.241.252
55	PLTU	70	57.830.430	80	66.241.252
56	PLTU	75	62.028.834	80	66.241.252
57	PLTU	75	62.028.834	80	66.241.252
58	PLTU	70	57.830.430	80	66.241.252
59	PLTU	75	62.028.834	80	66.241.252
60	PLTU	75	62.028.834	75	62.028.834

Tabel 4.19 Perbandingan Biaya Pembangkitan dan Daya Aktif(Lanjutan).

No. Bus	Jenis	Sebelum		Sesudah	
		P (MW)	Biaya Pembangkitan (R/h)	P (MW)	Biaya Pembangkitan (R/h)
61	PLTU	63,58997	52.467.016	80	66.241.252
62	PLTU	70	57.830.430	80	66.241.252
63	PLTU	44	7.040.715	44	7.040.715
64	PLTG	14	24.977.862	2	3.551.111
65	PLTG	14	24.977.862	2	3.551.111
66	PLTG	17	30.374.134	2,5	4.439.170
67	PLTG	17	30.374.134	2,5	4.439.170
68	PLTG	17	27.278.006	2,5	3.949.386
69	PLTG	17	27.278.006	2,5	3.949.386
70	PLTA	200	-	200	-
71	PLTA	200	-	200	-
72	PLTA	200	-	200	-
73	PLTA	60	-	60	-
74	PLTA	55	-	55	-
75	PLTA	65	-	65	-
76	PLTA	90	-	90	-
77	PLTA	100	-	100	-
78	PLTA	100	-	100	-
79	PLTA	100	-	100	-
80	PLTA	60	-	60	-
81	PLTG	180	190.272.320	180	190.272.320
82	PLTG	180	190.272.320	180	190.272.320
83	PLTU	80	65.984.716	85	70.108.766
84	PLTU	80	65.984.716	85	70.108.766
85	PLTU	70	57.736.630	85	70.108.766
86	PLTU	80	65.984.716	85	70.108.766
87	PLTU	80	65.984.716	85	70.108.766
88	PLTU	80	65.984.716	85	70.108.766
89	PLTU	80	66.241.252	80	66.241.252
90	PLTU	63,58997	52.467.016	80	66.241.252

Tabel 4.19 Perbandingan Biaya Pembangkitan dan Daya Aktif(Lanjutan).

No. Bus	Jenis	Sebelum		Sesudah	
		P (MW)	Biaya Pembangkitan (R/h)	P (MW)	Biaya Pembangkitan (R/h)
91	PLTU	80	66.241.252	80	66.241.252
92	PLTU	80	66.241.252	80	66.241.252
93	PLTU	22	35.491.498	3,4	5.373.189
94	PLTU	22	35.491.498	3,4	5.373.189
95	PLTU	40	65.852.976	5	7.909.283
96	PLTU	40	65.852.976	5	7.909.283
97	PLTU	40	65.852.976	5	7.909.283
98	PLTU	40	65.852.976	5	7.909.283
99	PLTU	20	17.525.172	20	17.525.172
100	PLTU	15	12.980.472	20	17.525.172
101	PLTU	350	454.523.440	350	454.523.440
102	PLTU	350	454.523.440	350	454.523.440
103	PLTU	350	454.523.440	350	454.523.440
104	PLTU	354	461.199.340	354	461.199.340
105	PLTU	356	464.503.340	356	464.503.340
106	PLTU	324	409.191.580	324	409.191.580
107	PLTU	346	447.760.320	346	447.760.320
108	PLTU	350	454.523.440	350	454.523.440
109	PLTU	305	375.331.320	305	375.331.320
110	PLTU	350	454.523.440	350	454.523.440
111	PLTU	370	486.947.720	370	486.947.720
112	PLTU	350	454.523.440	350	454.523.440
113	PLTU	350	454.523.440	350	454.523.440
114	PLTU	300	366.705.920	300	366.705.920
115	PLTU	300	366.705.920	300	366.705.920
116	PLTU	370	486.947.720	370	486.947.720
117	PLTU	300	366.705.920	300	366.705.920
118	PLTU	300	366.705.920	300	366.705.920
119	PLTU	260	301.944.440	260	301.944.440
120	PLTU	340	437.461.220	340	437.461.220

Tabel 4.19 Perbandingan Biaya Pembangkitan dan Daya Aktif(Lanjutan).

No. Bus	Jenis	Sebelum		Sesudah	
		P (MW)	Biaya Pembangkitan (R/h)	P (MW)	Biaya Pembangkitan (R/h)
121	PLTU	300	471.040.640	360	471.040.640
122	PLTU	365	366.705.920	300	366.705.920
123	PLTU	160	479.074.540	365	479.074.540
124	PLTU	160	164.946.180	180	190.272.320
125	PLTU	52	164.946.180	180	190.272.320
126	PLTU	52	45.702.160	60	53.312.700
127	PLTU	80	45.702.160	60	53.312.700
128	PLTG	14	22.383.004	2	3.159.005
129	PLTG	14	22.383.004	2	3.159.005
130	PLTU	160	66.241.252	80	66.241.252
131	PLTU	346	447.760.320	346	447.760.320
132	PLTU	80	66.241.252	80	66.241.252
133	PLTU	80	66.241.252	80	66.241.252
Jumlah			15.593.868.679	Jumlah	15.145.705.777

Optimal Power Flow merupakan studi yang menggabungkan *economic dispatch* dengan aliran daya. Dimana *OPF* bertujuan untuk mengatur kapasitas dari masing – masing pembangkit yang terhubung pada sistem kelistrikan Kalimantan dengan backbone 500 kV ini agar mendapatkan biaya pembangkitan yang paling murah dengan memperhatikan batasan tertentu yang diberikan. Batasan yang ditetapkan pada simulasi ini adalah batas pembangkitan daya aktif maksimum dan minimum dari setiap pembangkitnya.

Simulasi *Optimal Power Flow* yang dilakukan pada tugas akhir ini menggunakan *DC OPF*. Hal ini dilakukan karena dalam *software DIgSILENT PowerFactory* simulasi *OPF* dengan metode *Linear Programming* hanya dapat dilakukan di *DC OPF*. Pada simulasi *DC OPF* ini memiliki perbedaan dengan *AC OPF*. Dimana pada *DC OPF* tidak mempertimbangkan daya reaktif pada sistem, sehingga perhitungan kurang akurat dibandingkan dengan *AC OPF* tetapi memiliki perhitungan yang lebih cepat dan sederhana. Sedangkan dalam *AC OPF*

mempertimbangkan daya reaktif dan rugi – rugi jaringan sehingga perhitungannya lebih kompleks tetapi memiliki hasil yang akurat. *AC OPF* juga belum bisa dilakukan pada *software DlgSILENT PowerFactory* pada sistem kelistrikan yang cukup besar seperti sistem kelistrikan Kalimantan ini, tetapi masih memungkinkan untuk dilakukan pada sistem kelistrikan yang lebih kecil.

Dari tabel 4.19 dapat dilihat bahwa setiap daya output yang dihasilkan pembangkit menghasilkan biaya pembangkitan yang berbeda pula. Total daya yang dibangkitkan pada sistem kelistrikan Kalimantan dengan backbone 500 kV adalah 16.168,33 MW dan total beban puncak pada tahun 2050 adalah 15.803,59 MW. Biaya Pembangkitan sebelum dioptimasi terbilang lebih mahal dibandingkan dengan biaya yang sudah dioptimasi menggunakan *Linear Programming*. Biaya pembangkitan pada saat sesudah dioptimasi menggunakan *Linear Programming* menjadi lebih murah dengan selisih sebesar 448.162.903 Rupiah/jam atau lebih murah 2,87% Rupiah/jam. Pada optimasi ini juga tidak ada batas – batas yang dilanggar dan sesuai dengan yang sudah ditetapkan.

BAB 5

KESIMPULAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan data hasil simulasi pada sistem kelistrikan Kalimantan tahun 2050, metode *Linear Programming* telah berhasil diterapkan pada permasalahan studi analisis aliran daya optimum dengan membandingkan biaya pembangkitan sebelum optimasi dan biaya pembangkitan setelah optimasi. Dari data yang diperoleh dapat disimpulkan bahwa:

1. Hasil optimasi *Optimal Power Flow* menggunakan metode *Linear Programming* dapat menyelesaikan permasalahan penentuan fungsi objektif berupa harga yang paling murah dalam biaya pembangkitan.
2. Daya yang terbangkitkan dari PLTU sebesar 13.413 MW atau 88 %; PLTG sebesar 646 MW atau 4 %; dan PLTA 1.230 MW atau 8 %.
3. Sebelum optimasi biaya pembangkitan yang diperlukan adalah 15.593.868.679 Rupiah/jam. Tetapi setelah dilakukan optimasi biaya pembangkitan yang didapatkan sebesar 15.145.705.777 Rupiah/jam. Dari hasil tersebut dapat disimpulkan bahwa ada penghematan biaya sebesar 448.162.903 Rupiah/jam atau 2,87 % Rupiah/jam.

5.2 Saran

1. Diperlukan penambahan batasan *multiobjective* lain sehingga dapat memberikan gambaran secara keseluruhan.
2. Diperlukan simulasi pada sistem dengan karakteristik beban yang dinamis sehingga dapat memberikan gambaran mendekati sistem secara keseluruhan.
3. Diperlukan simulasi menggunakan *AC OPF* untuk mendapatkan hasil yang lebih akurat.

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR PUSTAKA

- [1] PT PLN (Persero), “RUPTL PLN 2017-2026.” p. 644, 2017.
- [2] K. Mukhejee, R. Agustin, and D. Christos, “Optimal power flow by linear programming based optimization,” pp. 527–529, 1992.
- [3] H. Sujatmiko, “Analisis Kerugian Daya Pada Saluran Transmisi Tegangan Ekstra Tinggi 500 kV Di PT. PLN (Persero) Penyaluran & Pusat Pengaturan Beban (P3B) Jawa Bali Regional Jawa Tengah & DIY Unit Pelayanan Transmisi Semarang,” *Tek. Elektro, Fak. Tek.*, vol. 1, no. 1, pp. 33–52, 2009.
- [4] A. G. Konshina, P. V. Dubovskii, and R. G. Efremov, “Structure and Dynamics of Cardiotoxins,” *Curr. Protein Pept. Sci.*, vol. 13, no. 6, pp. 570–584, 2012.
- [5] W. D. Stevenson, “Elements of Power System Analysis.” .
- [6] P. Metoda *et al.*, “Perbandingan Metoda Newton Raphson Dan Metoda Fast Decouple Pada Studi Aliran Daya (Aplikasi PT. PLN Sumbar-Riau 150 KV),” vol. 3, no. 27, pp. 1–10, 2007.
- [7] Adib Gustian Nigara & Yohanes Primadiyono, “Analisis Aliran Daya Sistem Tenaga Listrik pada Bagian Texturizing di PT Asia Pasific Fibers Tbk Kendal menggunakan Software ETAP Power Station 4 . 0,” *Tek. Elektro*, vol. 7, no. 1, pp. 2–5, 2015.
- [8] A. Salman, Rudi dan Sinuraya, “Simulasi dan Analisis Daya Pada Sistem Tenaga Listrik Menggunakan Perangkat Lunak Electrical,” *Issn 0854-7468*, vol. 15, no. 1, pp. 119–126, 2014.
- [9] A. J. Wood, *Power Generation Operation and Control*, vol. 53, no. 9. 1996.
- [10] A. D. Chandekar and D. Subroto, “A Review on Optimal Power Flow Solutions.” pp. 301–304, 2015.
- [11] Z. Yang, H. Zhong, A. Bose, Q. Xia, and C. Kang, “Optimal Power Flow in AC-DC Grids with Discrete Control Devices,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 2, pp. 1461–1472, 2018.
- [12] E. D. Meilandari, R. S. Hartati, and I. W. Sukerayasa, “Analisa aliran daya optimal pada sistem kelistrikan bali,” vol. 11, pp. 36–40, 2012.
- [13] N. Gama, F. Lisi, M. Tuegeh, and A. . Nelwan, “Aliran Daya Optimal Pada Sistem Minahasa,” pp. 1–10, 2011.
- [14] A. M. Giacomoni and B. F. Wollenberg, “Linear programming optimal power flow utilizing a trust region method,” *North Am. Power Symp. 2010, NAPS 2010*, 2010.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BIOGRAFI PENULIS



Ivan Prabowo, biasa dipanggil Ivan. Lahir di Klaten, tanggal 14 Januari 1997. Umur 21 tahun. Anak tunggal yang lahir dari pasangan Bapak Agus Siswanto dan Ibu Yayuk Yuliati. Penulis menempuh jenjang pendidikan di SD Negeri 1 Klaten pada tahun 2003-2009, melanjutkan jenjang pendidikan di SMP Negeri 1 Klaten pada tahun 2009-2011, lalu melanjutkan jenjang pendidikan di SMA Negeri 1 Klaten pada tahun 2011-2014. Setelah itu penulis melanjutkan pendidikan S1 di Institut Teknologi

Sepuluh Nopember dengan mengambil jurusan Teknik Elektro. Penulis mengambil bidang studi Teknik Sistem Tenaga. Email yang dapat dihubungi : ivn_p@yahoo.com

Halaman ini sengaja dikosongkan

LAMPIRAN

Data Line Kalbar 2050

Nama Line	Tipe		L(km)
Sambas-singkawang	ACSR 1x240mm	Double	30
Singkawang-Bengkayang	ACSR 1x240mm	Double	38
Bengkayang-Ngabang	ACSR 2x240mm	Double	12
Tayan-Ngabang	ACSR 2x240mm	Double	59,1
Siantan-Tayan	ACSR 1x240mm	Double	1
Siantan-Seiraya	ACSR 1x240mm	Single	32
Siantan- Kotabaru	ACSR 1x240mm	Single	80
Parit Baru- Siantan	ACSR 1x240mm	Single	120
Parit Baru- kotabaru	ACSR 1x240mm	Double	120
Senggiring-Paritbatu	ACSR 1x240mm	Double	60
Kotabaru -Cemara	Single hawk	Double	88,6
SeiRaya-Cemara	Single hawk	Double	140
Sukadana-Ketapang	Double Hawk	Double	220
Ketapang-Kendawangan	Double Hawk	Double	24
Tayan-Sanggau	Double Hawk	Double	106,25
Sanggau-Sekadu	Double Hawk	Double	138
Singkawang-PLTU Singkawang	ACSR 1x240mm	Double	63,2
Sekadau-Sintang	Double Hawk	Double	64
Sandai-Sukadana	Double Hawk	Double	45,68
Tayan-Sandai	Double Hawk	Double	100
Kotabaru-Rasau 150 kV	Double Hawk	Single	100
PLTU Kalbar2-Kotabaru	Double Zebra	Single	30
PLTU Kalbar2(2)-Kotabaru	Double Zebra	Double	74
Sanggau-Entikong	Double hawk	Double	240
Nanga Pinoh- Kotabaru2	Double Hawk	Double	160
Tayan-PLTU Kalbar 3	Double Zebra	Double	120

Sintang-PutusSibau	Double Hawk	Double	35
Kendawangan-Air Upas	Double Hawk	Double	35
Sintang-Nanga Pinoh	Double Hawk	Double	1
PLTU singkawang-senggiring	Single hawk	Double	95

Data line Kalselteng 2050

Nama Line	Tipe		L(km)
Amuntai-Tamang	DOUBLE HAWK	Double	30
Aranio- Cempaka 70	ACSR 1x120 mm 70 kV	Single	38
Asam12- Bati 2	DOUBLE HAWK	Single	12
Asam12-Pelaihari	ACSR 1x330 mm 150 kV	Single	59,1
Asam12- Asam 34	ACSR 1x240 mm 150 kV	Double	1
Bandara-Mantul	ACSR 2x240 mm 150 kV	Double	32
Barikin-Amuntai	ACSR 1x240 mm 150 kV	Single	80
Barikin-Kayutangi	ACSR 2x240 mm 150 kV	Single	120
Barikin-Marabahan	ACSR 2x240 mm 150 kV	Single	120
Barikin-Tanjung	ACSR 2x240 mm 150 kV	Single	60
Bati-Cempaka	ACSR 1x330 mm 150 kV	Double	88,6
Buntok - Tanjung	ACSR 1x240 mm 150 kV	Double	140
Buntok-Muarateweh	ACSR 2x240 mm 150 kV	Double	220
Cempaka- Bandara	ACSR 2x240 mm 150 kV	Single	24
Cempaka-Barikin	ACSR 1x240 mm 150 kV	Single	106,25
Cempaka - PLTA Kusan	SINGLE HAWK	Double	138
Cempaka 70 kV-Ulin	ACSR 1x120 mm 70 kV	Double	63,2
Gis Ulin-Cempaka	DOUBLE HAWK	Single	64
Kadangan- Barikin	ACSR 1x240 mm 150 kV	Single	45,68
Kasongan-Paranggean	ACSR 2x240 mm 150 kV	Single	100
Kasongan- Sampit	ACSR 2x240 mm 150 kV	Double	100
KayuTangi-SeiTabuk	DOUBLE HAWK	Double	30
Kotabaru-Batulicin	SINGLE HAWK	Double	74
Kuala Kurun - Kasongan	DOUBLE HAWK	Double	240

Kuala Pembuang- Kuala pambuang	DOUBLE HAWK	Single	160
Marabahan- Kayutangi	DOUBLE HAWK	Single	120
Nanga Bulik- pangkalan bun	DOUBLE HAWK	Single	35
Nanga Bulik- Sukamara	DOUBLE HAWK	Single	35
New Palangkaraya- palangkaraya	ACSR 1x240 mm 150 kV	Single	1
New palangkaraya - PLTU Pulpis	ACSR 1x240 mm 150 kV	Double	95
Palangkaraya- Kasongan	ACSR 2x240 mm 150 kV	Single	150
Pangkalan bun- Pangkalan Banteng	SINGLE HAWK	Single	48
Pangkalan bun- Sukamara	DOUBLE HAWK	Single	140
Paraggean-Sampit	SINGLE HAWK	Single	30
Paringin- Barikin	DOUBLE HAWK	Single	2
Pelaihari- Cempaka	ACSR 1x330 mm 150 kV	Single	32,7
Pulpis- Palangkaraya	ACSR 1x240 mm 150 kV	Double	85
Puruk Cahu-Kuala Kurun	DOUBLE HAWK	Double	196
Puruk Cahu- Muara teweh	DOUBLE HAWK	Single	94
Rantau-Kadangan	DOUBLE HAWK	Single	2
Sampit-Pangkalan Banteng	DOUBLE HAWK	Single	172
Sampit-Pangkalan Bun	DOUBLE HAWK	Double	172
Sampit- Kuala pembuang	ACSR 1x240 mm 150 kV	Double	84
Satui- Batulicin	ACSR 1x240 mm 150 kV	Double	100
Sebar- Kayutangi	ACSR 1x240 mm 150 kV	Double	34
Sebar - selat	ACSR 1x240 mm 150 kV	Double	100
SeiTabuk- Mantuil	DOUBLE HAWK	Single	30

Selat-Pulpis	ACSR 1x240 mm 150 kV	Single	38,5
Selat - PLTUPulpis	ACSR 2x240 mm 150 kV	Double	31,5
Tanjung- PLTU KST 1 (2)	DOUBLE HAWK	Single	100
Tanjung- Paringin	ACSR 2x240 mm 150 kV	Double	60
Muarateweh-Bangkanai	ACSR 1x330 mm 150 kV	Double	100
Trisakti- Gis Ulin	SINGLE HAWK	Double	24
Trisakti- Mantuil	ACSR 2x240 mm 150 kV	Double	30,308
Trisakti- Sebar	ACSR 1x240 mm 150 kV	Double	60
Asam34-Mantul	ACSR 2x240 mm 150 kV	Double	220
Asam34-Satui	ACSR 1x240 mm 150 kV	Double	154,7
GI PLTU KST 3-Kasongan	DOUBLE ZEBRA	Double	120
GI KSKT 2- Asam34	DOUBLE ZEBRA	Double	120
PLTG Klateng - Pangkalanbun	DOUBLE ZEBRA	Single	120
PLTA Kusan - Rantau	ACSR 1x240 mm 150 kV	Single	60,57
PLTU Pulpis-Palangkaraya	ACSR 1x240 mm 150 kV	Double	94

Data Line Kaltimra 2050

Nama Line	Tipe		L(km)
Bontang Koala- Bontang	Single Hawk	Double	10
Sangata- Bontang Koala	Double hawk	Double	95,36
Sangata- Sepaso	Double hawk	Double	85,36
Tarakan- Juata	Double hawk	Double	28
Juata- Sekatak	Double hawk	Double	120
Sekatak- Tanjung Selor	Double hawk	Double	102
Sepaso- Maloi	Double hawk	Double	60
Bontang- Samberah	Double hawk	Double	110
GIS Samarinda- New Samarinda	Single Hawk	Double	30
Tidang Pale- Malinau	Double hawk	Double	52

Tanjung Selor- Tidang Pale	Double hawk	Double	204
Tanjung Selor- Tanjang Redeb	Double hawk	Double	160
PLTU Kaltim MT- Sangata	Double hawk	Double	100
Muara Wahau- PLTU Kaltim MT	Double hawk	Double	120
PLTU Kaltim MT- Muara Bengkal	Double hawk	Double	240
New Samarinda- Embalut	Double Zebra	Double	32
Samberah- New Samarinda	Double Zebra	Double	40
Samberah- Sambutan	Double Zebra	Double	100
Sambutan- Sanga2	Double hawk	Double	7,2
BB- Bontang	Double hawk	Double	30
Malinau- Sebuk	Double hawk	Double	75
Lati- Tanjung Batu	Double hawk	Double	40
Tanjang Redeb- Muara Wahau	Double hawk	Double	240
Tanjang Redeb- Lati	Double hawk	Single	30
Tanjang Redeb- Talisayang	Double hawk	Double	70
Muara Bengkal- Kembang Jangut	Double hawk	Double	200
CFK- Embalut	Single Hawk	Double	3
Sanga2- Bukuan	Double hawk	Double	7,2
Sebuk- Nunukan	Double hawk	Double	156
Embalut- Bukit Biru	Single Hawk	Double	41
Tengkawang- Embalut	Double hawk	Double	31,6
Haru- Tengkawang	Double hawk	Double	16,6
Haru- Samboja	Double hawk	Double	60,8
Bukuan- Haru	Single Hawk	Double	24
Bukuan- Palarang	Double hawk	Single	20
Kembang Jangut- Kota Bangun	Double hawk	Double	40
Melak- Ujoh Bilang	Double hawk	Double	150
Kota Bangun- Melak	Double hawk	Double	268
Kota Bangun- Bukit Biru	Double hawk	Double	120

Bukit Biru- Sepaku	Double hawk	Double	70
Samboja- Karjo	Double hawk	Double	90
Palarang- Senipah	Double hawk	Single	35
Sepaku- TLK BPP	Double hawk	Double	50
Karjo- Manggar	Double hawk	Double	42,4
Kuaro- Sei Durian	Double hawk	Double	140
Kuaro- Grogot	Double hawk	Double	32
TLK BPP- Karjo	Double Zebra	Double	22
TLK BPP- Pentung	Double hawk	Double	90,4
TLK BPP- New BPP	Double Zebra	Double	40
Senipah- Bukuan	Double hawk	Single	55
Puntung- Kuaro	Single Hawk	Double	164
New BPP- Manggar	Single Hawk	Double	26,8
New BPP- Industri	Single Hawk	single	5
New BPP- Industri(1)	Single Hawk	single	5
New BPP- Industri(2)	Single Hawk	single	5
New BPP- GIS Balikpapan	Double hawk	Double	20
Manggar- Senipah	Double hawk	Double	186
Industri- Manggar	Single Hawk	Single	7,2

Data Trafo Kalbar

Bus no	Bus no	R (ohm)	X (ohm)
29	4	0,00226	0,09497
30	4	0,00226	0,09497
31	4	0,00226	0,09497
32	4	0,00226	0,09497
33	4	0,00226	0,09497
34	4	0,00226	0,09497
35	5	0,00226	0,09497

36	5	0,00226	0,09497
37	5	0,00278	0,09497
38	5	0,00278	0,09497
39	5	0,00226	0,09497
40	5	0,00226	0,09497
41	6	0,00226	0,09497
42	6	0,00226	0,09497
43	6	0,00226	0,09497
44	8	0,00226	0,09497
45	9	0,00226	0,09497
46	14	0,00226	0,09497
47	14	0,00226	0,09497

Data trafo Kalselteng

Bus no	Bus no	R (ohm)	X (ohm)
52	3	0,00226	0,09497
53	3	0,00226	0,09497
54	43	0,00226	0,09497
55	43	0,00226	0,09497
56	44	0,00226	0,09497
57	44	0,00226	0,09497
58	44	0,00226	0,09497
59	44	0,00226	0,09497
60	44	0,00226	0,09497
61	44	0,00226	0,09497
62	46	0,00226	0,09497
63	46	0,00226	0,09497
64	45	0,00226	0,09497
65	45	0,00226	0,09497

66	50	0,00226	0,09497
67	50	0,00226	0,09497
68	33	0,0019	0,09498
69	49	0,0019	0,09498
70	47	0,0019	0,09498
71	47	0,0019	0,09498
72	31	0,00278	0,09496
73	31	0,00278	0,09496
74	51	0,00226	0,09497
75	51	0,00226	0,09497
76	9	0,00226	0,09497
41	40	0,004	0,09492
41	40	0,004	0,09492
10	9	0,004	0,09492

Data trafo Kaltimra

Bus no	Bus no	R (ohm)	X (ohm)
51	2	0,00226	0,09497
52	2	0,00226	0,09497
53	17	0,00226	0,09497
54	17	0,00226	0,09497
55	3	0,00226	0,09497
56	3	0,00226	0,09497
57	8	0,00278	0,09496
58	8	0,00278	0,09496
59	22	0,00278	0,09496
60	22	0,00278	0,09496
61	28	0,00226	0,09497
62	28	0,00226	0,09497

63	15	0,00278	0,09496
64	15	0,00278	0,09496
65	20	0,0019	0,09498
66	20	0,0019	0,09498
67	28	0,00278	0,09496
68	28	0,00278	0,09496
69	28	0,00278	0,09496
70	28	0,0019	0,09498
71	28	0,00226	0,09497
72	37	0,00226	0,09497
73	37	0,00226	0,09497
74	43	0,00226	0,09497
75	43	0,00226	0,09497
76	43	0,00226	0,09497
77	42	0,00226	0,09497
78	42	0,00226	0,09497